



Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik

Masterarbeit



Ein Bergwerk als Energiesystem

Armin Josef Rom, BSc

Juli 2024



**EIDESSTÄTTLICHE ERKLÄRUNG**

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt, den Einsatz von generativen Methoden und Modellen der künstlichen Intelligenz vollständig und wahrheitsgetreu ausgewiesen habe, und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

Ich erkläre, dass ich den Satzungsteil „Gute wissenschaftliche Praxis“ der Montanuniversität Leoben gelesen, verstanden und befolgt habe.

Weiters erkläre ich, dass die elektronische und gedruckte Version der eingereichten wissenschaftlichen Abschlussarbeit formal und inhaltlich identisch sind.

Datum 09.07.2024

---

Unterschrift Verfasser/in  
Armin Josef Rom

## Danksagung

An dieser Stelle möchte ich meinen tiefen Dank an Prof. Harald Raupenstrauch und den Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik sowie an Prof. Michael Tost und den Lehrstuhl für Bergbaukunde, Bergtechnik und Bergwirtschaft aussprechen. Ihre Expertise und ihre stets konstruktiven und wertvollen Inputs haben diese Arbeit erst ermöglicht. Trotz ihrer vollen Terminkalender waren sie stets schnell und zuverlässig für mich verfügbar und haben mir mit großer Geduld zur Seite gestanden. Dafür bin ich sehr dankbar.

Ebenso möchte ich meinen Kommilitonen, Kolleginnen und Kollegen der Bergkapelle sowie meinen guten Freunden danken, insbesondere Lukas, der mich seit meinem ersten Tag an der Universität auf meinem gesamten Studienweg begleitet hat, und jenen, die ich erst später im Studium kennenlernen durfte. Ihr habt die schöne, goldene Zeit hier in Leoben für mich unvergesslich gemacht. Ihr habt mich stets motiviert, und wir haben gemeinsam gefeiert, aber auch intensiv gelernt. Ein besonderer Dank geht auch an meine Freunde Max und Klemens, die nach ihrem Studienabschluss noch in Leoben geblieben sind. Ihr habt mir auf der Zielgeraden enorm geholfen, insbesondere in der intensiven letzten Prüfungszeit und während des Verfassens dieser Arbeit. Danke!

Der größte Dank gilt meinen Eltern Monika und Bernd, meinen Brüdern Mario und Daniel, meiner Oma Monika und meinem Onkel Charlie. Ihr habt mich stets unterstützt, mir ein offenes Ohr geschenkt und mich in schwierigen Zeiten wieder aufgebaut sowie mir auch mal einen notwendigen Anstoß gegeben. Ihr wart immer für mich da. Ihr habt mich geprägt und mir Werte fürs Leben mitgegeben, die mir geholfen haben, jede Herausforderung zu meistern – sowohl während des Studiums als auch in meinem gesamten Leben. Mit diesen Werten werde ich auch in Zukunft sicher jede Herausforderung meistern. Danke dafür.

## **Kurzfassung:**

Diese Masterarbeit untersucht die Möglichkeiten zur effizienten und nachhaltigen Nutzung von Energie im Bergwerk. Der Schwerpunkt liegt nicht nur auf der Integration erneuerbarer Energiequellen wie Wind-, Solarenergie, Geothermie und Biomasse sowie auf Energiespeicherlösungen, sondern auch auf der Untersuchung der spezifischen Gegebenheiten des Bergwerks zur Integration dieser Technologien. Dies umfasst unter anderem die Nutzung von Hohlräumen im Bergwerk als Speicher, die Bereitstellung von Flächen für Wind- und Photovoltaikanlagen sowie die Nutzung konstanter Temperaturen unter Tage für geothermische Anwendungen. Durch eine umfassende Literaturrecherche werden bestehende Technologien identifiziert und bewertet. Die Arbeit zeigt, wie diese Technologien zur Reduktion von Treibhausgasemissionen und Betriebskosten beitragen können. Wirtschaftliche Analysen bieten Einblicke in die Kostenstrukturen und ökonomischen Rahmenbedingungen. Fallbeispiele erfolgreicher Implementierungen verdeutlichen die praktischen Anwendungen und Herausforderungen. Die Ergebnisse dieser Arbeit liefern wertvolle Erkenntnisse für die nachhaltige Entwicklung der Bergbauindustrie und tragen zur Energiewende bei.

## **Abstract:**

This master's thesis investigates the possibilities for the efficient and sustainable use of energy in mines. The focus is not only on the integration of renewable energy sources such as wind, solar energy, geothermal energy, and biomass, as well as energy storage solutions, but also on examining the specific conditions of the mine for the integration of these technologies. This includes, among other things, the use of cavities in the mine as storage, the provision of areas for wind and photovoltaic systems, and the use of constant underground temperatures for geothermal applications. Through a comprehensive literature review, existing technologies are identified and evaluated. The thesis demonstrates how these technologies can contribute to the reduction of greenhouse gas emissions and operating costs. Economic analyses provide insights into cost structures and economic conditions. Case studies of successful implementations illustrate practical applications and challenges. The results of this thesis provide valuable insights for the sustainable development of the mining industry and contribute to the energy transition.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>III</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>V</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>VII</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>IX</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>10</b>
1.1 Hintergrund und Bedeutung des Themas .....	10
1.2 Zielsetzung der Arbeit .....	12
1.3 Methodik und Aufbau .....	13
<b>2 Stand der Literatur .....</b>	<b>16</b>
<b>3 Energiebereitstellung und -speicherung im Bergbau .....</b>	<b>26</b>
3.1 Überblick über die Potenziale von Tage- und Untertagebau .....	26
3.2 Erneuerbare Energiequellen .....	28
3.2.1 Solar .....	29
3.2.2 Wind .....	37
3.2.3 Geothermie .....	42
3.2.4 Biomasse .....	51
3.2.5 Zusammenfassung der Erneuerbaren Energien .....	55
3.3 Energiespeicherlösungen .....	55
3.3.1 Pumpspeicherkraftwerke (UPSH) .....	56
3.3.2 Gravitative Energiespeicherung (UGES) .....	61
3.3.3 Druckluftspeicherung (CAES) .....	66

---

3.3.4	Zusammenfassung der Energiespeicherung.....	69
3.4	Innovative Energienutzung .....	70
3.4.1	Sprengung .....	70
3.4.2	Transportsysteme .....	74
3.4.3	Bewetterung.....	76
3.4.4	Nutzung von Abwärme .....	80
<b>4</b>	<b>Wirtschaftliches Potenzial und Nutzungsvoraussetzungen .....</b>	<b>84</b>
4.1	Erneuerbare Energiequellen .....	85
4.1.1	Solar .....	85
4.1.2	Wind.....	88
4.1.3	Geothermie .....	90
4.1.4	Biomasse .....	92
4.1.5	Erneuerbare Energietechnologien im Vergleich .....	93
4.2	Energiespeicherlösungen .....	94
4.2.1	Pumpspeicherkraftwerke (UPSH).....	94
4.2.2	Gravitative Energiespeicherung (UGES).....	96
4.2.3	Druckluftspeicherung (CAES).....	97
4.2.4	Energiespeicherlösungen im Vergleich .....	99
4.3	Innovative Energienutzung .....	100
4.3.1	Sprengung .....	100
4.3.2	Transportsysteme .....	101
4.3.3	Bewetterung.....	102
4.3.4	Nutzung von Abwärme .....	103
<b>5</b>	<b>Schlussfolgerung .....</b>	<b>105</b>
<b>6</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>107</b>

## Abkürzungsverzeichnis

°C	Grad Celsius
μJ	Mikro Joule
Ω	Milliwatt pro Quadratmeter (Maßeinheit für Leistungsdichte)
A*m <sup>2</sup>	Ampere pro Quadratmeter (Maßeinheit für elektrische Stromdichte)
ARENA	Australian Renewable Energy Agency
AUD	Australian Dollar
CAD	Canadian Dollar
CAES	Compressed Air Energy Storage
cm	Zentimeter
CNY	Chinese Yuan (die Basiseinheit der Währung Renminbi)
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
EGS	Enhanced Geothermal System
ERS	Electric Road System
EUR	Euro
FLH	Full Load Hours
GW	Gigawatt
GWe	Gigawatt elektrisch
GWh	Gigawattstunden
GWth	Gigawatt thermisch

Hz	Hertz (Maßeinheit für Frequenz)
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LCOS	Levelized Cost of Storage
m	Meter
Mio.	Millionen
MPa	Megapascal
Mrd.	Milliarden
mV	Millivolt
MW	Megawatt
mW*m <sup>2</sup>	Milliwatt pro Quadratmeter (Maßeinheit für Leistungsdichte)
MWe	Megawatt elektrisch
MWh	Megawattstunden
MWp	Megawatt Peak
MWth	Megawatt thermisch
ORC	Organic Rankine Cycle
PV	Photovoltaik
RMB	Renminbi (offizielle Währung der Volksrepublik China)
t	Tonne
TEG	Thermoelektrischer Generator
TM	Trockenmasse
UPSH	Underground Pumped Storage Hydropower
USD	United States Dollar
VLSI	Very Large Scale Integration
W	Watt



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Mögliche Auswirkungen des Bergbaus auf die Umgebung [5] (i. A. a. [6]).....	11
Abbildung 2: Bergbautätigkeit auf der ganzen Welt [17].....	26
Abbildung 3: Prinzipieller Aufbau einer kristallinen Solarzelle [29] .....	29
Abbildung 4: Links: Aufbau eines Solarmoduls, rechts: montierte Solarmodule [29] .....	30
Abbildung 5: Überblick von nicht konzentrierter Solarthermiekollektortypen [35].....	31
Abbildung 6: Konzentrierte Solarstrahlung (links: Parabolrinne, rechts: Fresnelkollektor)[29] .....	32
Abbildung 7: Konzentrierte Solarstrahlung mit Punktkonzentratoren (links: Parabolschüssel, rechts: verteiltes System mit Heliostaten) [29] .....	33
Abbildung 8: Garantierte Leistungsabgabe eines solarthermischen Kraftwerks mit thermischem Speicher [29].....	34
Abbildung 9: Übersicht DeGrussa Solar-Projekt: (1) Solaranlage, (2) Batteriestation [10].	35
Abbildung 10: Flachplattenkollektoren Pampa Elvira [8] .....	36
Abbildung 11: Komponenten einer modernen horizontal ausgerichteten Windkraftanlage mit Getriebe [45] .....	38
Abbildung 12: Echtzeitdaten der Agnew Goldmine [52]. .....	40
Abbildung 13: Übersicht des Agnew-Microgrids mit Batteriespeicher, Solarpark und Windturbinen [53]. .....	41
Abbildung 14: Windkraftanlage in der Raglan-Mine [55].....	42

Abbildung 15: Weltkarte der installierte geothermische Energiekapazität, 2022 [57].....	43
Abbildung 16: Einsatzmöglichkeiten von Geothermie [58].....	43
Abbildung 17: Schematische Darstellung der Anwendungsmöglichkeiten der oberflächennahen Geothermie (Quelle: GeoPLASMA-CE) [60].....	45
Abbildung 18: Schematische Visualisierung verschiedener geothermischer Reservoirtypen [62].....	47
Abbildung 19: Überblick über tiefengeothermische Systeme [65].....	48
Abbildung 20: Lihir-Goldmine: geothermische Anlage auf der linken Seite [69].....	50
Abbildung 21: Möglichkeiten der Biomassenutzung [29].....	52
Abbildung 22: Schematische Darstellung eines Pumpspeicherkraftwerks [80].....	57
Abbildung 23: Übersicht von Ober- und Unterbecken mit Genex Solar Farm im Hintergrund [86].....	60
Abbildung 24: Illustration des Unterwasserkanals und des unterirdischen Krafthauses [85].....	60
Abbildung 25: Anordnungskonzept der UPSH-Anlagen Prosper-Haniel [16].....	61
Abbildung 26: Schematische Darstellung des Schwerkraftspeichersystems mit Hängegewichten in stillgelegten Bergwerksschächten [19].....	62
Abbildung 27: Schematischer Aufbau der Budryk-Schachtfördermaschine [18].....	64
Abbildung 28: UGES Ober- und Unterlager: geladen und entladen [17].....	65
Abbildung 29: Schema der Druckluftenergiespeicheranlage im Untertagebergwerk [19]...	66
Abbildung 30: Wichtige mechanische Komponenten des CAES Systems [92].....	69
Abbildung 31: Seismische Wellenausbreitung [95].....	71
Abbildung 32: a) Piezo-Element [101]; b) Piezoelektrischer Motor; c) Piezoelektrischer Sensor [20].....	73
Abbildung 33: Im Boden platzierter Piezo-Aufnehmer [20].....	74
Abbildung 34: a) Liebherr T236 mit Stangenstromabnehmern für Oberleitungsbetrieb; b) Liebherr T236 im Oberleitungsbetrieb [21].....	76
Abbildung 35: Kühlsystem mit Grubenwasser als Kältequelle [24].	79
Abbildung 36: Netzwerk des Belüftungssystems im Bergwerk Wangjialing [25].	80

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Allgemeine Literatur zur Integration erneuerbarer Energien im Bergbau .....	17
Tabelle 2: Literaturübersicht zu Erneuerbaren Energien im Bergbau .....	20
Tabelle 3: Literaturübersicht zu Energiespeicherung im Bergbau .....	21
Tabelle 4: Literaturübersicht zu innovative Energielösungen im Bergbau .....	24
Tabelle 5: Klassifikation von Windenergieanlagen [44] .....	37
Tabelle 6: Übersicht der geothermischen Reservoirtypen [62] .....	47
Tabelle 7: Übersicht über Energiespeichertechnologien im Bergbau .....	56
Tabelle 8: Nutzungspotenzial von Energie aus Schockwellen.....	71
Tabelle 9: Übersicht der Technologien zur Abwärmerückgewinnung im Bergbau .....	81
Tabelle 10: Übersicht von Fallbeispielen zur Solartechnik .....	86
Tabelle 11: Übersicht von Fallbeispielen zur Windenergie .....	89
Tabelle 12: Übersicht über die Erneuerbaren Energietechnologien .....	93
Tabelle 13: Übersichtstabelle von UPSH-Fallbeispielen. ....	94
Tabelle 14: Übersicht der Energiespeicherlösungen .....	99

# 1 Einleitung

## 1.1 Hintergrund und Bedeutung des Themas

Der Bergbau ist seit Jahrhunderten ein wichtiger Bestandteil der Wirtschaft und hat erheblichen Einfluss auf die Entwicklung von Industrie und Infrastruktur. Angesichts des wachsenden Energiebedarfs und des globalen Bestrebens, umweltfreundlichere Energiequellen zu nutzen, ist auch die mögliche Rolle des Bergbaus als Energiesystem von großer Bedeutung.

Die Bergbauindustrie ist energieintensiv und macht einen erheblichen Anteil am weltweiten Energieverbrauch aus. Durchschnittlich entfallen etwa 15 % bis 40 % der gesamten Betriebskosten auf Energie, wobei ein großer Teil dieser Energie aus fossilen Brennstoffen stammt [1]. Dadurch wird die Bergbaubranche anfällig für Schwankungen auf dem Markt für fossile Brennstoffe. Bis 2035 wird erwartet, dass die Energienachfrage im Bergbau um bis zu 36 % steigen wird [1].

Die Branche verbraucht etwa 38 % des weltweiten industriellen Energieverbrauchs, 15 % des weltweiten Stromverbrauchs und 11 % des weltweiten Energieverbrauchs. Insgesamt umfasst der Energieverbrauch der Bergbauindustrie 19 % der globalen Kohle und Kohleprodukte, 5 % des globalen Gases und 2 % des globalen Erdöls. Diese Daten beziehen sich auf die gesamte Bergbauindustrie, die sowohl Metall- als auch Nichtmetallminen sowie Brennstoffgewinnung wie Öl und Gas, einschließt. Dazu gehören auch energieintensive Prozesse wie das Schmelzen und Raffinieren von Materialien wie Stahl und Aluminium. [2]. Aufgrund der Energieintensität des Bergbaus werden hohe Mengen an Treibhausgasen ausgestoßen, was zu erheblichen Klimaauswirkungen führt, die von vielen Interessengruppen

als reduzierungsbedürftig angesehen werden [3]. Dies ist von besonderer Bedeutung, da der Bergbau eine wichtige Rolle bei der Bereitstellung von Materialien für den Übergang zu einer kohlenstoffarmen Energieinfrastruktur spielt.

Mit steigendem Bevölkerungswachstum, zunehmender Nachfrage nach Mineralien und abnehmenden Erzgehalten wird sich der Energiebedarf des Bergbausektors weiter erhöhen und somit der ökologische Fußabdruck vergrößern. Schätzungen zufolge wurden im Jahr 2010 weltweit etwa 45 Milliarden Tonnen (Mrd. Tonnen) mineralische Rohstoffe abgebaut. Bis zum Jahr 2030 wird ein Anstieg auf 70 Mrd. Tonnen erwartet [4].

Die Klimaauswirkungen des Bergbaus sind eng mit dem Energieverbrauch verknüpft. Eine Verringerung der Energieintensität kann die Klimaauswirkungen des Bergbaus bis zu einem gewissen Grad reduzieren. Um jedoch die Kohlenstoffemissionen zu reduzieren, muss die Branche ihre Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen verringern.

Der traditionelle Bergbau kann zu erheblichen Umweltbelastungen, darunter Luft- und Wasserverschmutzung, Landschaftszerstörung und Verlust der Biodiversität, wie in **Abbildung 1** dargestellt, führen.



Abbildung 1: Mögliche Auswirkungen des Bergbaus auf die Umgebung [5] (i. A. a. [6])

Die Untersuchung und Optimierung der verschiedenen Energiepotenziale im Bergbau ist daher ein entscheidender Faktor für die zukünftige Energieversorgung. Umweltfreundliche Energielösungen wie Energieeffizienz, Energierückgewinnung, Implementierung von erneuerbaren Energien und CO<sub>2</sub>-Abscheidung können eingesetzt werden, um den Energieverbrauch und die Emissionen zu reduzieren.

Die Branche verwendet immer mehr erneuerbare Energien, um den Treibhausgasausstoß zu verringern. So gab es im Jahr 2015 erneuerbare Energieprojekte an Bergbau-Standorten von 600 MW Leistung. Mit Ende 2019 waren fast 5.000 MW solcher Projekte bereits installiert oder schon in Planung [7].

Trotz der Fortschritte bei der Einführung erneuerbarer Energien in der Bergbauindustrie bestehen immer noch Hindernisse, die eine umfassendere Integration erschweren. Dazu zählen Herausforderungen bei der nahtlosen Integration erneuerbarer Energien in bestehende Bergbauprozesse, spezielle Energieanforderungen der Branche, unflexible Vertragsbedingungen, räumliche Beschränkungen sowie politische und regulatorische Hürden [3].

Die Erschließung von Energiepotenzialen im Bergbau kann dazu beitragen, die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu verringern und die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Durch die Nutzung von erneuerbaren Energien, wie beispielsweise Solarenergie, Windenergie und Geothermie, können Bergbauregionen ihre eigene Energieversorgung aufbauen und somit zur Diversifizierung der Energiequellen beitragen.

Diese Arbeit mit dem Thema "Bergbau als Energiesystem" führt die Notwendigkeit vor Augen, innovative Technologien und Strategien zu entwickeln, um die verschiedenen Energiepotenziale im Bergbau optimal zu nutzen und die Branche nachhaltiger zu gestalten. Dazu zählen die Integration erneuerbarer Energien, die Steigerung der Energieeffizienz und die Erschließung neuer Ansätze zur Energierückgewinnung, -einsparung und -speicherung. Diese Anstrengungen können nicht nur zur Verringerung der Umweltauswirkungen des Bergbaus beitragen, sondern auch die Wettbewerbsfähigkeit der Branche stärken und einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten.

## 1.2 Zielsetzung der Arbeit

Das Ziel dieser Masterarbeit ist es, die Möglichkeiten zur effizienten und nachhaltigen Nutzung von Energie im Bergbau zu erforschen. Untersucht wird, wie vorhandene Bedingungen und Bergbauinfrastrukturen durch den Einsatz erneuerbarer Energiequellen wie Wind-, Solarenergie, Geothermie und Biomasse sowie zur Energiespeicherung genutzt werden können. Diese Untersuchung umfasst die Identifikation und Bewertung bestehender Technologien, die für den Einsatz im Bergbau geeignet sind. Zusätzlich werden wirtschaftliche Überlegungen berücksichtigt, um ein grundlegendes Verständnis der Kostenstrukturen und der ökonomischen Rahmenbedingungen zu erlangen.

## 1.3 Methodik und Aufbau

### ***Verwendung von KI-Tools***

Im Rahmen dieser Masterarbeit wurden verschiedene KI-Tools eingesetzt, um den Arbeitsprozess effizienter zu gestalten. Seit dem 4. April 2024 gibt es an der Montanuniversität eine Richtlinie zur Verwendung von KI-Tools. Da die Masterarbeit jedoch bereits ein Jahr zuvor begonnen wurde und zu dem Zeitpunkt des Inkrafttretens der Richtlinie etwa 85% der Arbeit fertiggestellt waren, wurde in Absprache mit den Professoren vereinbart, die verwendeten Tools und deren Anwendungszwecke zu dokumentieren, obwohl die spezifischen Prompts nicht mehr verfügbar sind. Im Folgenden wird ein Überblick über die verwendeten Tools gegeben:

#### **DeepL:**

Anwendungszweck: Übersetzungen

Beschreibung: DeepL wurde verwendet, um wissenschaftliche Texte und Literatur effizient und präzise zu übersetzen. Dies half dabei, relevante internationale Quellen zu verstehen und in die Arbeit zu integrieren.

#### **Google Scholar und Google:**

Anwendungszweck: Literatursuche

Beschreibung: Google Scholar und Google wurden genutzt, um wissenschaftliche Artikel, Bücher und andere relevante Literatur zu finden. Diese Tools halfen bei der umfangreichen Recherche und dem Sammeln von Informationen zu meinem Forschungsthema. Google Scholar ist kein KI-Tool im klassischen Sinne, bietet jedoch intelligente Suchalgorithmen zur Literaturrecherche.

#### **Litemaps:**

Anwendungszweck: Literatursuche

Beschreibung: Litemaps diente ebenfalls der Literaturrecherche und ermöglichte es, spezifische wissenschaftliche Arbeiten und Quellen zu meinem Thema zu identifizieren und zu analysieren.

#### **ChatGPT:**

Anwendungszweck: Struktur, Gliederung, Grammatik und Formulierungen

Beschreibung: ChatGPT wurde teilweise für die Erstellung der Struktur und Gliederung meiner Arbeit sowie zur Unterstützung bei der Grammatik und Formulierung von Textabschnitten verwendet. Zu Beginn wurde die Freeware-Version ChatGPT 3.5 genutzt und später die Version 4. Diese Hilfe ermöglichte eine klarere und präzisere Darstellung meiner Argumente und Inhalte.

Obwohl diese Tools den Arbeitsprozess erleichterten, wurde die Masterarbeit dennoch gewissenhaft und selbstständig verfasst. Die Nutzung der KI-Tools diente lediglich der Unterstützung und Verbesserung der Qualität der Arbeit, ohne den wissenschaftlichen Anspruch und die Eigenständigkeit der Forschung zu beeinträchtigen.

### ***Literaturrecherche***

Die Literaturrecherche bildet das Fundament dieser Arbeit und konzentriert sich auf die Erfassung und Analyse bestehender Studien und technischer Berichte zum Thema Energienutzung und -umwandlung im Bergbau. Diese Recherche zielt darauf ab, den Stand der Technik zu dokumentieren und potenzielle Innovationsfelder im Bergbau zu identifizieren, welche die Grundlage für die nachhaltige Energiebereitstellung bilden könnten.

### ***Beschreibung und Analyse von Energiesystemen im Bergbau***

Dieser Abschnitt bietet eine detaillierte Betrachtung der technischen Grundlagen verschiedener Ansätze zur Energiebereitstellung, -umwandlung, -rückgewinnung und -speicherung im Bergbau. Dabei werden sowohl die Funktionsweisen der Technologien als auch deren aktuelle und potenzielle Anwendungen umfassend beschrieben. Dies umfasst eine Analyse der technischen Mechanismen, die hinter jeder Technologie stehen, sowie deren Integration in bestehende Bergbauinfrastrukturen. Darüber hinaus werden die spezifischen Vorteile und Herausforderungen der jeweiligen Technologien erörtert, um ein umfassendes Bild ihrer Eignung und Effizienz im Bergbau zu zeichnen. Zur weiteren Veranschaulichung werden abschließend Fallbeispiele erfolgreicher Implementierungen dieser Technologien im Bergbau präsentiert. Diese Fallstudien dienen dazu, die praktischen Anwendungen der beschriebenen Technologien zu illustrieren und Best Practices sowie potenzielle Herausforderungen aufzuzeigen.

### ***Wirtschaftliche Potenzialanalyse***

Dieser Teil der Arbeit gibt eine allgemeine Übersicht über die wirtschaftlichen Aspekte der betrachteten Technologien. Hierbei werden verfügbare Informationen zu Investitions- und



Betriebskosten sowie zu den Stromgestehungskosten (LCOE, Levelized Cost of Energy) zusammengetragen, um einen vergleichenden Überblick zu bieten. Das Ziel ist es, ein grundlegendes Verständnis für die Kostenstruktur und die wirtschaftliche Tragfähigkeit der verschiedenen Ansätze zur Energiebereitstellung im Bergbau zu entwickeln, wobei die Genauigkeit der Daten durch die Verfügbarkeit und die Standortspezifität limitiert ist.

Durch die umfassende Untersuchung dieser Aspekte soll die Arbeit dazu beitragen, ein besseres Verständnis der Potenziale und Herausforderungen im Zusammenhang mit der Energieversorgung und -speicherung im Bergbau zu erlangen und praktische Lösungen für die erfolgreiche Implementierung nachhaltiger Energiesysteme in der Branche aufzuzeigen.

## 2 Stand der Literatur

In diesem Kapitel wird die Literatur, sowie der aktuelle Stand der Forschung zu erneuerbaren Energien, Speichersystemen und innovativen Techniken im Bergbau untersucht. Es wird ein umfassender Überblick über die vorhandene Literatur gegeben, um den gegenwärtigen Wissensstand zu dokumentieren und bestehende Forschungslücken zu identifizieren. Die Literaturrecherche konzentriert sich auf spezialisierte wissenschaftliche Artikel, Fachbücher und Online-Ressourcen, die sich mit der Implementierung nachhaltiger Energiesysteme im Bergbau beschäftigen.

Die Integration erneuerbarer Energien und Speichersysteme im Bergbau sowie die Nutzung innovativer Technologien zur Reduktion von Treibhausgasemissionen sind wachsende Forschungsfelder, was sich in der gestiegenen Anzahl der Studien und der Vielzahl an Literatur der letzten Jahre widerspiegelt.

### ***Allgemeine Literatur zur Energieintegration im Bergbau***

Maennling und Toledano haben bereits 2018 in ihrem Bericht "The Renewable Power of the Mine" [1] umfassend dargelegt, wie die Integration erneuerbarer Energien im Bergbau nicht nur zur Senkung der Treibhausgasemissionen beiträgt, sondern auch wirtschaftliche Vorteile bietet. Der Bericht zeigt auf, dass Bergbauunternehmen durch den Einsatz von Solar- und Windenergie sowie innovativen Energiespeichersystemen ihre Betriebskosten erheblich reduzieren und gleichzeitig die Energieversorgungssicherheit erhöhen können.

Der Bericht "Integrating Renewable Energy into Mining Operations" (2021) [3] zeigt, wie erneuerbare Energien wie Solar- und Windkraft erfolgreich in Bergbauprojekte integriert wurden, um die Energieversorgung zu stabilisieren und die Abhängigkeit von fossilen

Brennstoffen zu verringern. Der Bericht bietet praktische Beispiele und diskutiert die damit verbundenen Herausforderungen und Vorteile, was wertvolle Einblicke in die Umsetzung nachhaltiger Energielösungen im Bergbau liefert.

Zusätzlich zu den beschriebenen Studien gibt es eine Vielzahl weiterer relevanter Literatur, die wichtige Erkenntnisse zur Integration erneuerbarer Energien und nachhaltiger Technologien im Bergbau bietet. Die folgende **Tabelle 1** fasst ein paar dieser ausgewählten Berichte und Studien zusammen, die eine Übersicht über den aktuellen Stand der Forschung und wichtige Erkenntnisse in diesem Bereich geben. Diese Tabelle enthält sowohl die im Text erwähnten als auch zusätzliche Quellen, um ein vollständiges Bild der verfügbaren Literatur zu geben. Darüber hinaus existiert noch weitere Literatur, die in dieser Arbeit jedoch nicht zitiert wurde.

Tabelle 1: Allgemeine Literatur zur Integration erneuerbarer Energien im Bergbau

Autor	Titel	Jahr	Schlüsselthemen
Maennling N., Toledano P.	The Renewable Power of Mine	2018	Integration erneuerbarer Energien, wirtschaftliche und ökologische Vorteile
Igogo T. et al.	Integrating Renewable Energy into Mining Operations	2021	Integration erneuerbarer Energien in Bergbaubetriebe
Menéndez J. et al.	Energy from closed mines: Underground energy storage and geothermal applications	2019	Nutzung geschlossener Minen für Energiespeicherung und Geothermie
Paraszczak J., Fytas K.	Renewable energy sources – a promising opportunity for remote mine sites?	2012	Wind-, Solarenergie, Reduzierung der Dieselabhängigkeit an abgelegenen Bergbaustandorten
Pouresmaieli M. et al.	Integration of renewable energy and sustainable development with strategic planning in the mining industry	2023	Integration erneuerbarer Energien und nachhaltige Entwicklung im Bergbau mit strategischer Planung
Issa M. et al.	Renewable Energy and Decarbonization in the Canadian Mining Industry: Opportunities and Challenges	2023	Untersuchung der Möglichkeiten und Herausforderungen der Dekarbonisierung des kanadischen Bergbaus
Mononen T. et al.	Social and environmental impacts of mining activities in the EU	2022	Untersuchung der sozialen und ökologischen Auswirkungen von Bergbauaktivitäten in der EU

## **Literatur zu erneuerbaren Energiequellen im Bergbau**

Neben der allgemeinen Literatur zur Implementierung nachhaltiger Energielösungen die überwiegend Solar, Wind, Geothermie oder Hybrid-Systeme behandeln, gibt es auch spezifische Studien, die sich auf einzelne erneuerbare Energiequellen konzentrieren. Diese spezifische Literatur beleuchtet die Möglichkeiten und Herausforderungen bei der Integration von Solar-, Wind-, Geothermie- und Biomasseenergie im Bergbau. Dabei fällt auf, dass es in den Bereichen von Solar und Geothermie zahlreiche Studien und Beispielen gibt. Windanlagen werden im Bergbau meist mit anderen Systemen, also als sogenannte Hybrid-Systeme, installiert, während zur Biomassenutzung im Bergbau deutlich weniger spezifische Literatur vorhanden ist.

Die Nutzung von Solarenergie im Bergbau ist gut dokumentiert und zeigt vielfältige Vorteile hinsichtlich der Reduktion von Betriebskosten und Treibhausgasemissionen. Zum Beispiel beschreibt Moore (2023) [8] im Bericht der Fachzeitschrift "International Mining" die Bedeutung des "Pampa Elvira Solar" Projekts. Diese Anlage ersetzt einen großen Teil der fossilen Energie im Bergbau und reduziert damit erhebliche CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Ein weiteres Beispiel ist die Arbeit von Patricia Avaria (2014), die in "Potencia del sol: Construcción Minera" [9] das Projekt der Minera El Tesoro beschreibt. Diese Anlage verwendet parabolische Solarkollektoren, um den Bedarf an thermischer Energie für den Kupfergewinnungsprozess zu decken.

Das DeGrussa Solar Power Project in Australien wird im Bericht der Australian Renewable Energy Agency (ARENA) [10] detailliert beschrieben. Dieses Projekt kombiniert eine Solar-PV-Anlage mit einem Batteriespeichersystem, um die Abhängigkeit des Bergwerks von Dieselmotoren erheblich zu reduzieren und die Betriebskosten zu senken.

Windenergie hat sich als zuverlässige und kosteneffiziente Energiequelle für Bergbauprojekte etabliert. In einem Bericht von Choi und Song (2017) [11] "Review of Photovoltaic and Wind Power Systems Utilized in the Mining Industry" werden verschiedene Fallstudien präsentiert, die die Vorteile von Hybridsystemen aus Windenergienutzung in Kombination mit Solarnutzung im Bergbau aufzeigen. Sie diskutieren insbesondere Projekte wie die Diavik Wind Farm in Kanada, die Einsparungen bei den Betriebskosten und eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen erzielt hat.

Die Nutzung von geothermischer Energie im Bergbau ist gut dokumentiert und zeigt vielfältige Vorteile hinsichtlich der Reduktion von Betriebskosten und Treibhausgasemissionen.

Ein bedeutendes Beispiel wird in der Arbeit von Preene und Younger (2014) [12] mit dem Titel "Can you take the Heat? – Geothermal Energy in Mining" diskutiert. Die Autoren heben hervor, dass die Nutzung geothermischer Energie in Bergwerken besonders in abgelegenen Gebieten von Vorteil ist, wo der Transport von Brennstoffen kostspielig ist. Sie identifizieren verschiedene Konfigurationen geothermischer Systeme, die für die Explorations-, Betriebs- und Stilllegungsphasen von Bergbauprojekten geeignet sind.

Ein weiteres wichtiges Werk ist der Bericht von Eleni Patsa et al. (2015) [13] mit dem Titel "Geothermal Energy in Mining Development: Synergies and Opportunities throughout a Mine's Operational Life Cycle". Diese Studie untersucht die Integration von geothermischen Systemen in allen Phasen des Bergbauzyklus und zeigt, wie die Nutzung von geothermischer Energie nicht nur die Betriebskosten senken, sondern auch die Umweltbelastung erheblich reduzieren kann.

Die Leistungsbewertung von Minewater-Heiz- und Kühlsystemen wird umfassend in der Studie von Walls et al. (2021) [14] mit dem Titel "A Review of the Performance of Minewater Heating and Cooling Systems" dargestellt. Diese Arbeit bietet eine Übersicht über verschiedene Fallstudien und hebt die technischen und wirtschaftlichen Vorteile der Nutzung von geothermischer Energie in Bergwerken hervor.

Die Nutzung von Biomasse im Zusammenhang mit dem Bergbau ist weniger umfangreich untersucht als andere erneuerbare Energien wie Solar-, Wind- und Geothermie. Biomasse wird überwiegend in der Nachnutzung von Bergbauflächen eingesetzt, um diese rekultivieren und nachhaltig nutzbar zu machen. Es gibt jedoch einige relevante Studien, die das Potenzial und die Anwendung von Biomasse im Bergbau beleuchten.

Ein Beispiel ist die Arbeit von Menéndez und Loredó (2018) [15] mit dem Titel "Reclamation of Degraded Landscape due to Open Pit Coal Mining: Biomass for Renewable Power Plants". Diese Studie untersucht die Wiederherstellung von durch Tagebau degradierten Landschaften durch die Nutzung von Biomassepflanzen. Die Autoren betonen, dass die Bepflanzung mit schnellwachsenden Energiepflanzen wie Pappeln und Weiden eine effektive Methode zur Rekultivierung und zur Produktion von Biomasse für erneuerbare Energie darstellt.

Die **Tabelle 2** fasst diese Literatur Übersichtlich zusammen.

Tabelle 2: Literaturübersicht zu Erneuerbaren Energien im Bergbau

Technologie	Autor	Titel	Jahr	Schlüsselthemen
Solarenergie	Moore, P.	Codelco Extends Pampa Elvira Solar Thermal Contract with Innergex	2023	Ersatz fossiler Energie durch Solarthermie
Solarenergie	Avaria, P.	Potencia del sol: Construcción Minera	2014	Nutzung parabolischer Solarkollektoren, Energieeffizienz
Solarenergie	ARENA	DeGrussa Solar Power Project	2017	Kombination von Solar-PV und Batteriespeichersystem
Hybrid-System, Solar- und Windenergie	Choi, Y. und Song, J.	Review of Photovoltaic and Wind Power Systems Utilized in the Mining Industry	2017	Technische und wirtschaftliche Vorteile von Windenergie
Geothermie	Preene, M. und Younger, P.L.	Can you take the Heat? – Geothermal Energy in Mining	2014	Nutzung geothermischer Energie in verschiedenen Phasen des Bergbauzyklus
Geothermie	Patsa, E. et al.	Geothermal Energy in Mining Development: Synergies and Opportunities throughout a Mine's Operational Life Cycle	2015	Integration von geothermischen Systemen im Bergbauzyklus
Geothermie	Walls, D. B. et al.	A Review of the Performance of Minewater Heating and Cooling Systems	2021	Leistungsbewertung und Fallstudien zu Minewater-Systemen
Biomasse	Menéndez, J. und Loredó, J.	Reclamation of Degraded Landscape due to Open Pit Coal Mining: Biomass for Renewable Power Plants	2018	Rekultivierung durch Energiepflanzen, nachhaltige Energie

### **Literatur zu Energiespeicherlösungen**

Energiespeicherlösungen sind ein besonders wachsender Bereich im Bergbau, da sie angesichts der Zunahme von erneuerbaren Energien immer relevanter werden. Insbesondere

Pumpspeicherkraftwerke (UPSH, Underground Pumped Storage Hydropower)), unterirdische gravitative Energiespeicherung (UGES, Underground Gravity Energy Storage) und Druckluftspeicherkraftwerke (CAES, Compressed Air Energy Storage) zeigen vielversprechende Ansätze.

In den Bereichen UPSH und UGES gibt es umfangreiche Literatur im direkten Bezug zum Bergbau. Ein herausragendes Beispiel ist das Projekt "Prosper-Haniel" in Deutschland, das ein ehemaliges Bergwerk in ein Pumpspeicherkraftwerk umwandelt, um überschüssige Energie aus erneuerbaren Quellen zu speichern. Laut Niemann et al. (2018) [16] zeigt dieses Projekt das Potenzial von UPHS im Bergbau und bietet wertvolle Erkenntnisse für die zukünftige Nutzung ähnlicher Technologien.

Zudem untersucht eine Studie von Hunt et al. (2023) [17] UGES-Projekte, bei denen Sand als Speichermedium genutzt wird, und zeigt deren Potenzial auf. Diese Forschung unterstreicht die Vielseitigkeit von UGES und deren Anwendungsmöglichkeiten im Bergbau.

Ein weiteres relevantes Beispiel ist der Budryk-Schacht, der wirtschaftliche Herausforderungen bei der Implementierung solcher Systeme aufzeigt. Laut einer Studie von Kulpa et al. (2021) [18] wird betont, dass weitere Forschung notwendig ist, um die Effizienz und Wirtschaftlichkeit von Energiespeicherlösungen im Bergbau zu verbessern.

Im Vergleich dazu hat CAES weniger direkten Bezug zum Bergbau. Obwohl das Beispiel der Kalkstein Mine in Norton, USA zeigt, dass CAES erfolgreich implementiert werden kann, werden überwiegend Salzstöcke wie beim CAES-Projekt Huntorf genutzt.

Eine besonders interessante Studie von Menéndez et al. (2020) [19] vergleicht die drei genannten Speicherlösungen miteinander. Diese Analyse zeigt, dass jede Technologie spezifische Vorteile und Herausforderungen bietet, wobei UPSH die ausgereifteste Technologie ist, während UGES und CAES innovative Ansätze bieten, die weiter erforscht und entwickelt werden müssen.

Die **Tabelle 3** gibt einen Überblick über die Literatur zu Energiespeicherlösungen im Bergbau.

Tabelle 3: Literaturübersicht zu Energiespeicherung im Bergbau

Technologie	Autor	Titel	Jahr	Schlüsselthemen
Energiespeicher	Niemann et al..	Pumpspeicherkraftwerk Prosper-Haniel	2018	Umwandlung von Bergwerken in Pumpspeicherkraftwerke

Energiespeicher	Hunt et al..	UGES Projects Using Sand	2023	Forschung und Implementierung von UGES-Projekten
Energiespeicher	Kulpa et al.	Technical and Economic Aspects of Electric Energy Storage in a Mine Shaft—Budryk Case Study	2021	Wirtschaftliche Herausforderungen und Potenzial von UGES
Energiespeicher	The Hydrodynamics Group	Norton CAES Facility	2004	Nutzung von CAES in Kalksteinminen
Energiespeicher	Menéndez et al.	Comparing Subsurface Energy Storage Systems: Underground Pumped Storage Hydropower, Compressed Air Energy Storage and Suspended Weight Gravity Energy Storage	2020	Vergleich der drei Energiespeicherlösungen im Bergbau

### ***Literatur zur innovativen Energienutzung im Bergbau***

Ein neuer und weniger erforschter Bereich ist die Nutzung von Sprengenergie und seismischen Wellen zur Energierückgewinnung. Obwohl diese Technologie technisch machbar ist, hat sie aufgrund des ungünstigen Aufwand-Nutzen-Verhältnisses bisher keinen Durchbruch im Bergbau erlebt. Dennoch hat Garimella (2019) [20] in seiner Dissertation „Studies on Seismic Energy of Ground Vibrations due to Blasting Based on Signal Processing and Electrical Energy Generation“ eine umfangreiche Forschung über die Möglichkeiten der Energierückgewinnung aus seismischen Wellen betrieben.

Garimella analysierte seismische Energie aus Sprengungen mittels fortschrittlicher Signalverarbeitung und untersuchte die Möglichkeit, elektrische Energie mithilfe eines piezoelektrischen Generators zu gewinnen. Seine Ergebnisse zeigen eine starke Korrelation zwischen der seismischen Energie und der erzeugten elektrischen Energie. Numerische Modelle und Feldmessungen bestätigten die Machbarkeit dieser Technologie. Diese Studie hebt das Potenzial der Nutzung von seismischer Energie zur Energiegewinnung hervor und liefert wertvolle Erkenntnisse für zukünftige Anwendungen im Bergbau.

Die Effizienz und Nachhaltigkeit von Transportsystemen im Bergbau sind wesentliche Faktoren für die Betriebskosten und Umweltbelastungen. Verschiedene Studien und Projekte



haben sich mit der Entwicklung und Implementierung innovativer Transportsysteme im Bergbau beschäftigt.

Ein Bericht von Schimek et al. (2022) [21] gibt wesentliche Informationen zum Oberleitungssystem für Schwerlastkraftwagen (SLKW) am Steirischen Erzberg. Dieses System ermöglicht es, die bisher dieselbetriebenen SLKW auf elektrischen Betrieb umzustellen, indem sie sich während der Fahrt in das Oberleitungssystem einhängen. Dies führt zu erheblichen Einsparungen beim Dieserverbrauch und reduziert Lärmemissionen sowie Umweltbelastungen deutlich.

Eine weitere relevante Arbeit ist die Studie von Bao et al. (2024) [22] mit dem Titel "Energy Consumption and Battery Size of Battery Trolley Electric Trucks in Surface Mines". Diese Forschung beleuchtet die Effizienz von regenerativen Bremssystemen und deren Beitrag zur Energieeinsparung und Nachhaltigkeit im Bergbau.

Die Studie "Regenerative Belt Conveyor versus Haul Truck-Based Transport: Polish Open-Pit Mines Facing Sustainable Development Challenges" von Kawalec et al. (2020) [23] untersucht die Energieeffizienz und Umweltauswirkungen des Einsatzes regenerativer Förderbandsysteme im Vergleich zu herkömmlichen Muldenkippern in polnischen Tagebauen. Die Ergebnisse zeigen, dass regenerative Förderbänder erhebliche Einsparungen bei den Transportkosten und dem Dieserverbrauch ermöglichen, während sie gleichzeitig die CO<sub>2</sub>-Emissionen und Umweltbelastungen deutlich reduzieren.

Die Wetterführung im Bergbau erfordert maßgeschneiderte Lösungen, da die spezifischen Bedingungen von Standort zu Standort stark variieren. Dieses Thema überschneidet sich teilweise mit der Abwärmenutzung, da beide Bereiche auf die Optimierung des Energieeinsatzes abzielen. Es gibt jedoch viele spezifische Forschungsarbeiten zur Wetterführung, die sich auf intelligente Steuerung und 3D-Simulationen konzentrieren, um diese Systeme zu verbessern. Diese Optimierungen sind notwendig, da die Wetterführung einen erheblichen Anteil der Betriebskosten im Bergbau ausmacht.

Ein Beispiel hierfür ist die Studie von Nie et al. (2018) [24] "Heat Treatment and Ventilation Optimization in a Deep Mine", welche die Optimierung der Ventilationssysteme in tiefen Minen analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass durch den Einsatz von modernen Kühlsystemen, die kaltes Grubenwasser als Kühlquelle nutzen, die Temperaturen und die Luftfeuchtigkeit in den Arbeitsbereichen signifikant gesenkt werden können.

Zudem untersuchten Yeboah et al. (2023) in ihrer Arbeit "Evaluation of Wind Energy Recovery from an Underground Mine" die Möglichkeiten der Energierückgewinnung aus der Luftzirkulation in Bergwerken. Diese Untersuchungen zeigen, dass durch die Implementierung

von Windenergieerzeugern in den Ventilationssystemen zusätzliche Energie gewonnen werden kann, was zu einer Verbesserung der Gesamteffizienz der Wetterführung beiträgt.

Ein weiterer wichtiger Beitrag zur Wetterführung ist die Studie "A Mine Ventilation System Energy Saving Technique Based on an Improved Equilibrium Optimizer" von Yu und Shao (2022) [25], die zeigt, wie durch den Einsatz von optimierten Steuerungsalgorithmen die Energieeffizienz der Ventilationssysteme weiter gesteigert werden kann. Dies trägt nicht nur zur Reduzierung der Betriebskosten bei, sondern verbessert auch die Arbeitsbedingungen für die Bergleute.

Die Nutzung von Abwärme im Bergbau kann vielfältige Formen annehmen, von der Nutzung der Abwärme aus industriellen Prozessen bis hin zur Nutzung geothermischer Energie aus heißen Gesteinsschichten. Eine der Herausforderungen besteht darin, die Abwärme effizient zu erfassen und in nutzbare Energieformen umzuwandeln. Dies erfordert maßgeschneiderte Technologien und Infrastrukturen, die an die jeweiligen Standortbedingungen angepasst sind.

Einige der wenigen vorhandenen Studien zeigen jedoch, dass die Nutzung von Abwärme im Bergbau erhebliches Potenzial hat. So wird in verschiedenen Projekten untersucht, wie Abwärme zur Stromerzeugung, Heizung von Anlagen oder sogar zur Klimatisierung genutzt werden kann. Diese Ansätze bieten nicht nur ökologische Vorteile, indem sie die CO<sub>2</sub>-Emissionen reduzieren, sondern können auch wirtschaftliche Vorteile durch die Senkung der Energiekosten bringen.

Die **Tabelle 4** stellt die Literatur zu den innovativen Energielösungen im Bergbau dar.

Tabelle 4: Literaturübersicht zu innovative Energielösungen im Bergbau

Technologie	Autor	Titel	Jahr	Schlüsselthemen
Sprengenergie	Garimella	Studies on Seismic Energy of Ground Vibrations due to Blasting Based on Signal Processing and Electrical Energy Generation	2019	Nutzung von seismischer Energie, Piezoelektrischer Generator
Transportsysteme	Schimek et al.	Weltweit einzigartiges Oberleitungssystem für SLKW am Steirischen Erzberg	2022	Elektrifizierung von Schwerlast-LKW, Dieselreduktion
Transportsysteme	Bao et al.	Energy Consumption and Battery Size of Battery Trolley Electric Trucks in Surface Mines	2018	Energieeinsparung, Regenerationsbremsen

Transportsysteme	Kawalec et al.	Regenerative Belt Conveyor versus Haul Truck-Based Transport: Polish Open-Pit Mines Facing Sustainable Development Challenges	2020	Energieeffizienz, Umweltauswirkungen
Wetterführung	Nie et al.	Heat Treatment and Ventilation Optimization in a Deep Mine	2018	Einsatz von Kühlsystemen, Luftzirkulation
Wetterführung	Yeboah et al.	Evaluation of Wind Energy Recovery from an Underground Mine	2023	Windenergieerzeuger, Verbesserung der Effizienz
Wetterführung	Yu und Shao	A Mine Ventilation System Energy Saving Technique Based on an Improved Equilibrium Optimizer	2022	Optimierte Steuerungsalgorithmen, Energieeffizienz

Nahezu alle der genannten Technologien finden bereits in anderen Sektoren außerhalb des Bergbaus Anwendung. Daher lassen sich auch in nicht-bergbauspezifischer Literatur wertvolle Lösungsansätze finden, die auf die besonderen Bedingungen im Bergbau übertragen werden können.

Die wirtschaftliche Bewertung dieser nachhaltigen Technologien ist jedoch durch die Heterogenität der Standorte und die Spezifität der einzelnen Technologien erschwert. Oftmals sind Kostenanalysen nur innerhalb bestimmter Fallbeispiele gültig und lassen sich nicht verallgemeinern. Es mangelt in der Literatur an umfassenden ökonomischen Analysen, die alle Kostenfaktoren berücksichtigen. Dies erschwert es, definitive Schlussfolgerungen über die Wirtschaftlichkeit der Technologien zu ziehen.

Die untersuchte Literatur zeigt ein klares Bestreben nach mehr Nachhaltigkeit und Effizienz in der Energienutzung im Bergbau. Diese Masterarbeit greift diese Themen auf und bietet einen umfassenden Überblick über die Möglichkeiten, die gegebenen Bedingungen in Bergbausystemen zur Energiebereitstellung und -speicherung zu nutzen. Dies schafft eine solide Grundlage für zukünftige Implementierungen und kann als wichtiger Ausgangspunkt für weiterführende Forschungen in diesem aufstrebenden Bereich dienen

## 3 Energiebereitstellung und -speicherung im Bergbau

### 3.1 Überblick über die Potenziale von Tage- und Untertagebau

Der Bergbau stellt eine bedeutende Industrie dar, die sich über die gesamte Welt erstreckt und eine Vielzahl von Rohstoffen fördert. Weltweit gibt es schätzungsweise 25.000 Unternehmen in der Bergbauindustrie, die in ungefähr 140 Ländern tätig sind. [26]. Die nachstehende **Abbildung 2** zeigt eine Karte der globalen Bergbautätigkeiten.

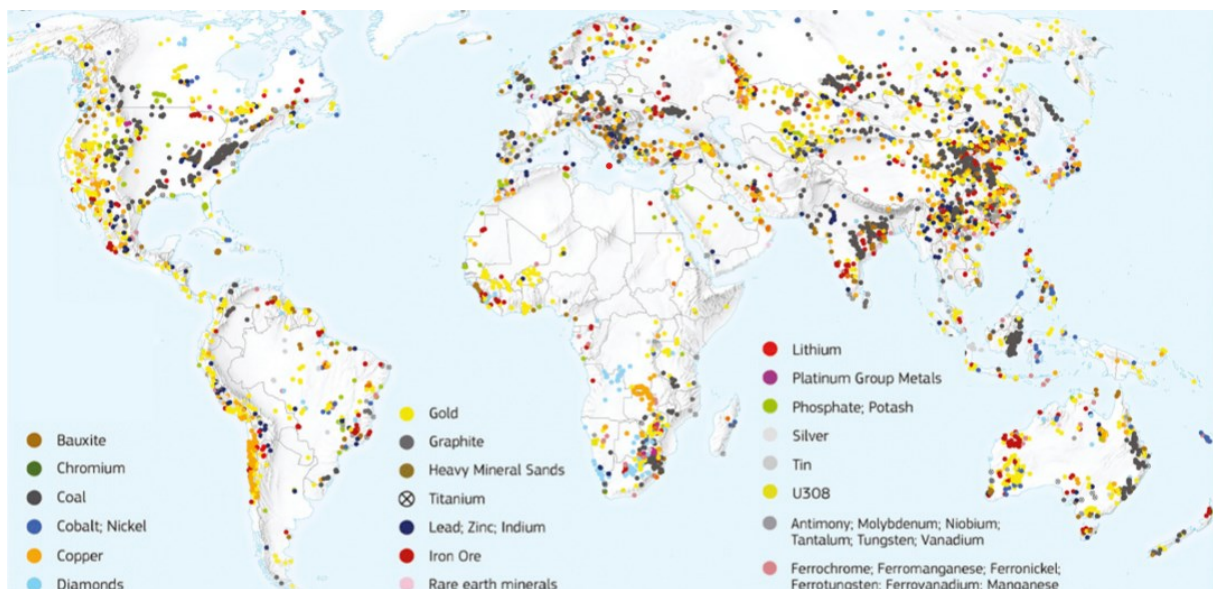


Abbildung 2: Bergbautätigkeit auf der ganzen Welt [17].

Die geologischen und geografischen Gegebenheiten in Bergbauregionen bieten vielfältige Möglichkeiten zur effizienten Nutzung vorhandener Energiepotenziale und zur Erschließung neuer Energiequellen. Faktoren wie die Infrastruktur, die geografische Lage und die Geländebeschaffenheit eröffnen ein breites Spektrum an Möglichkeiten für die Implementierung und Nutzung von Energietechnologien. Große Flächen, erhebliche Höhen- und Druckunterschiede sowie konstante Temperaturanstiege von etwa 3 °C pro 100 m Tiefe ermöglichen zahlreiche Optionen für die Energienutzung und -speicherung [27].

Die Integration von Solarenergie in Bergbauprojekte kann sowohl durch den Einsatz von Photovoltaik-Modulen als auch durch solarthermische Anlagen erfolgen. Diese Technologien eignen sich hervorragend zur Deckung des Energiebedarfs von Bergbauanlagen und tragen zur Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen bei.

Die topografischen Besonderheiten von Bergbauregionen bieten gute Voraussetzungen für die Nutzung von Windenergie. Höhenunterschiede und freiliegende Flächen können effektiv zur Energiebereitstellung genutzt werden. Sowohl während des Bergbaubetriebs als auch nach dessen Stilllegung können Windkraftanlagen einen wertvollen Beitrag leisten.

Ein bedeutender Aspekt ist die Nutzung von Geothermie, bei der die Wärme aus dem Erdinneren zur Bereitstellung von Strom oder zum Heizen verwendet wird. Bergbauanlagen sind aufgrund ihrer Tiefe und der damit verbundenen höheren Temperaturen besonders geeignet, um Geothermie effektiv zu nutzen.

Darüber hinaus können in Bergbauregionen anfallende Wassermassen zur Energiespeicherung genutzt werden. Wasserkraftwerke können an Staudämmen oder Wasserläufen in der Nähe von Bergbauanlagen installiert werden, um saubere und erneuerbare Energie zu liefern. Pumpspeicherkraftwerke, die überschüssige Energie nutzen, um Wasser in höher gelegene Reservoirs zu pumpen, dienen als Energiespeicher und tragen zur Stabilisierung des Stromnetzes bei.

Aber auch die Nutzung der vorhandenen Ressourcen und Infrastrukturen während des Bergbaubetriebs bietet Möglichkeiten zur effizienten Energienutzung und zur weiteren Integration erneuerbarer Energien. So ist die Bewetterung, also die Belüftung von Bergwerken, ein wesentlicher Aspekt der Sicherheit und des Betriebs in Untertagebergbauanlagen. Durch die Optimierung der Bewetterungssysteme und die Nutzung von Wärmetauschern können sowohl Energie gespart als auch die Umweltbelastung reduziert werden. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, die bei der Bewetterung anfallende Abluft zur Rückgewinnung von Energie oder zur Vorwärmung von Frischluft zu nutzen.

Ebenso kann der Transport von Materialien und Personal innerhalb von Bergbaubetrieben einen weiteren Bereich darstellen, in dem Energieeffizienz und erneuerbare Energien eine Rolle spielen können. Die Einführung von Elektrofahrzeugen, die mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen betrieben werden, oder die Nutzung von Seilbahnen und Schwerkraft-Fördersystemen können den Energieverbrauch und die Emissionen reduzieren.

Eine Verbrauchsoptimierung in Bergbauanlagen kann durch den Einsatz von intelligenten Steuerungs- und Überwachungssystemen erreicht werden. Diese Systeme ermöglichen eine genauere Erfassung des Energieverbrauchs und identifizieren Bereiche, in denen Energieeinsparungen möglich sind. Energieeffiziente Beleuchtung, Motoren und Pumpen können ebenfalls zur Reduzierung des Energieverbrauchs beitragen.

Die Nutzung von Halden während des Betriebs bietet ebenfalls Potenzial für die Energierückgewinnung. Halden, die aus abgebautem Gestein und Abraum bestehen, können als Standorte für Photovoltaik-Anlagen oder Windkraftanlagen dienen. Ebenso kann die Wärme, die bei der Oxidation von Eisenerz oder Kohle entsteht, genutzt werden, um Dampf und in weiterer Folge Strom zu erzeugen.

In Anbetracht der diversen Aspekte des Bergbaubetriebs eröffnen sich zahlreiche Möglichkeiten zur effizienten Energienutzung und Integration erneuerbarer Energien. Durch die sinnvolle Ausnutzung dieser Potenziale können Bergbauunternehmen ihren Energieverbrauch verringern, die Umweltauswirkungen minimieren und einen Beitrag zur Verwirklichung der globalen Nachhaltigkeitsziele leisten. Im Folgenden wird genauer auf diese Potenziale eingegangen und eine detaillierte Beschreibung und Bewertung dieser Möglichkeiten vorgenommen.

## **3.2 Erneuerbare Energiequellen**

In diesem Abschnitt erfolgt eine Beschreibung und Bewertung des Einsatzes von erneuerbaren Energien im Bergbausektor, definiert als die Nutzung von Solarenergie, Windenergie, Geothermie und Biomasse. Diese Energiequellen wurden ausgewählt, da der Bergbau durch seine spezifischen Gegebenheiten und die vorhandene Infrastruktur optimale Voraussetzungen für die Integration dieser Technologien bietet. Solarenergie und Windenergie sind aufgrund ihrer Effizienz und der Fähigkeit, große Mengen an emissionsarmer Energie bereitzustellen, besonders vorteilhaft. Geothermie bietet eine konstante und zuverlässige Energieversorgung, während Biomasse als vielseitig einsetzbarer Energieträger genutzt werden kann. Die folgenden Abschnitte erörtern den spezifischen

Einsatz dieser Energiequellen im Bergbau, sowie die Vorteile und Herausforderungen ihrer Implementierung.

### 3.2.1 Solar

#### *Technische Grundlagen und Funktionsweise der Photovoltaik*

Die Funktionsweise von Photovoltaikzellen lässt sich anhand ihres Aufbaus, wie in **Abbildung 3** dargestellt, und der zugrunde liegenden physikalischen Prinzipien erklären. Solarzellen bestehen meist aus einem Halbleitermaterial wie Silizium. In ihrem Grundprinzip sind sie wie Halbleiterdioden aufgebaut, die den Stromfluss in eine Richtung zulassen. Das Silizium in den Solarzellen wird durch Zufuhr von Lichtenergie leitfähig. Eine Solarzelle besteht aus zwei dotierten Siliziumschichten: einer n-dotierten Schicht, die durch das Hinzufügen von Phosphoratomen einen Elektronenüberschuss erhält, und einer p-dotierten Schicht, die durch das Hinzufügen von Boratomen positive „Löcher“ aufweist. Wenn Licht auf die Zelle trifft, werden Elektronen von den Atomen gelöst und wandern durch das entstandene elektrische Feld von der n-Schicht zur p-Schicht, was einen elektrischen Strom erzeugt [28].

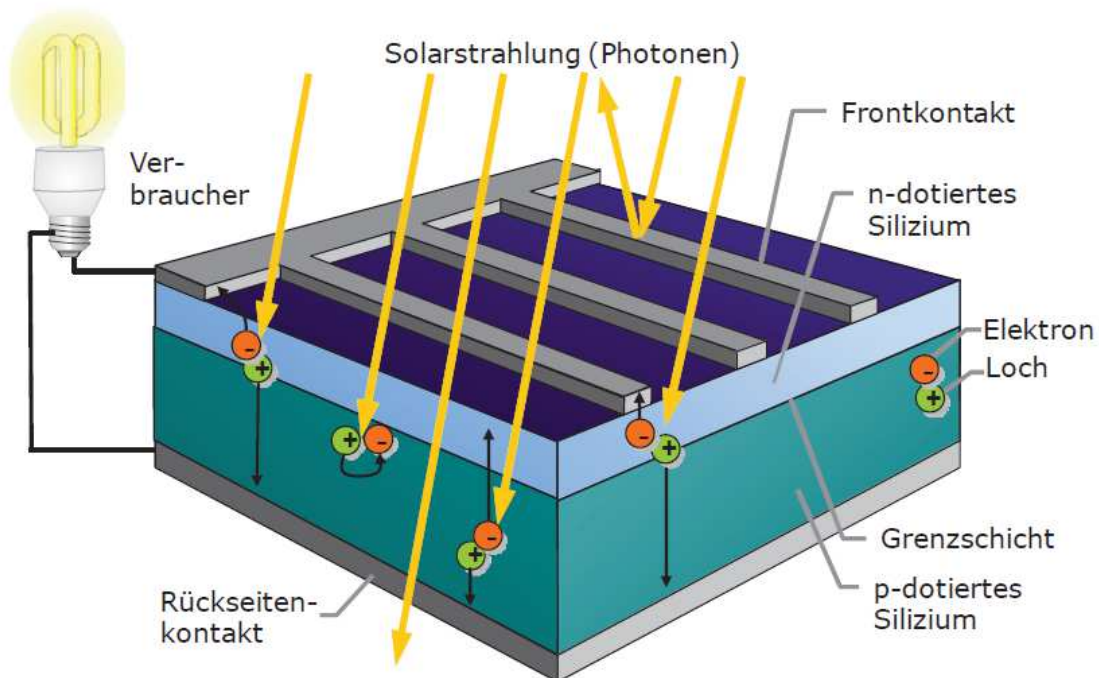


Abbildung 3: Prinzipieller Aufbau einer kristallinen Solarzelle [29]

Dieses elektrische Feld entsteht an der Grenzschicht zwischen den beiden Siliziumschichten, dem sogenannten p-n-Übergang. Durch diesen Übergang wird ein

Ladungsausgleich verhindert, und es bildet sich ein stabiles elektrisches Feld, das die Trennung der Ladungsträger und somit den Stromfluss ermöglicht [28].

Aufgrund der Anfälligkeit einzelner Solarzellen gegenüber klimatischen Einflüssen, wie etwa Witterung und Temperaturschwankungen, ist es üblich, mehrere Zellen zu einem Solarmodul zu kombinieren, was in **Abbildung 4** veranschaulicht wird. Die kristallinen Solarzellen innerhalb dieser Module weisen typischerweise Kantenlängen von 10 bis 20 cm auf. In Batteriesystemen integrierte Solarmodule enthalten meist 32 bis 40 Zellen. Für netzgekoppelte Systeme variieren die Modulgrößen, wobei sowohl Konfigurationen mit einer geringeren als auch mit einer deutlich höheren Zellenanzahl existieren [29].

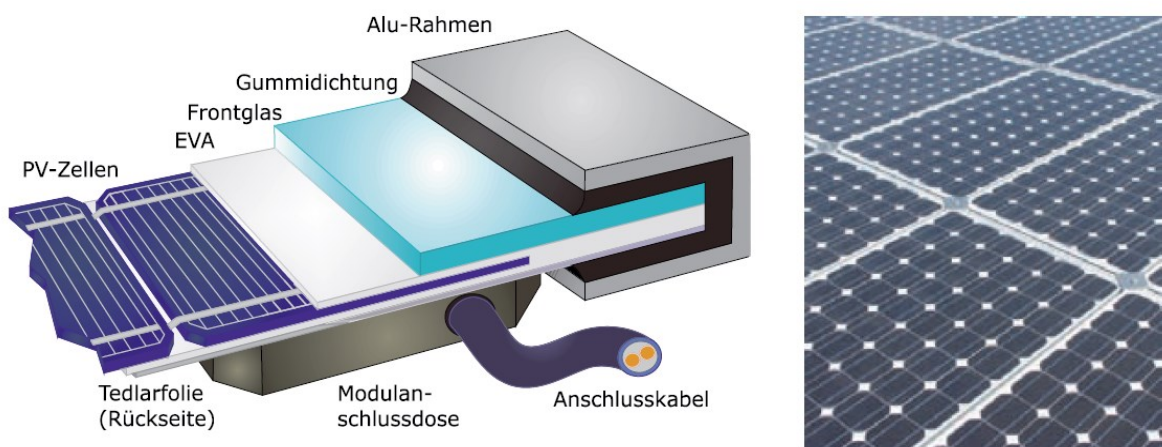


Abbildung 4: Links: Aufbau eines Solarmoduls, rechts: montierte Solarmodule [29]

Die weltweit kumulierte installierte Photovoltaik-Nennleistung betrug im Jahr 2021 etwa 760 Gigawatt (GW), was einer beachtlichen Steigerung im Vergleich zu den 40 GW im Jahr 2010 entspricht [30]. Die Effizienz einer Photovoltaik-Anlage wird von Faktoren wie der Solarzellentechnologie und der geografischen Lage beeinflusst. Laborwerte zeigen, dass monokristalline Siliziumzellen Wirkungsgrade von bis zu 26,7 % und multikristalline von bis zu 24,4 % erreichen können, wobei sich die Effizienz kommerzieller Module in den letzten zehn Jahren von etwa 15 % auf über 20 % gesteigert hat [31].

### **Technische Grundlagen und Funktionsweise der Solarthermie**

Anders als bei der Photovoltaik, die Sonnenlicht direkt in Elektrizität umwandelt, nutzt die Solarthermie solar erzeugte Wärme zur Erwärmung von Fluiden. In solarthermischen Systemen absorbiert ein Kollektor das Sonnenlicht und wandelt es mittels eines Absorbers in Wärme um. Diese Wärme wird dann von einem Wärmeträgermedium aufgenommen und kann



gespeichert oder direkt genutzt werden [32]. Solarthermie kann in nicht konzentrierte und konzentrierte Systeme unterteilt werden.

### Nicht-konzentrierte Systeme

Nicht-konzentrierende Systeme erfassen und absorbieren die Sonnenstrahlung direkt ohne den Einsatz von Spiegeln oder Linsen zur Konzentration des Lichts. Sie sind typischerweise weniger komplex und kostengünstiger in der Herstellung. **Abbildung 5** gibt einen Überblick verschiedener nicht konzentrierter Solarthermiekollektortypen.

Beispiele hierfür sind:

Flachplattenkollektoren: Erreichen typischerweise Temperaturen zwischen 40 und 120 °C. Die optische Effizienz liegt zwischen 70 % und 90 %, was sie für Wohngebäude und weniger intensive industrielle Anwendungen geeignet macht [32,33].

Stationäre Compound Parabolische Kollektoren (CPC): Diese können Temperaturen von 80 bis 180 °C erreichen und sind effizienter bei der Minimierung von Wärmeverlusten, ideal für mittlere Temperaturanwendungen [33].

Vakuümröhrenkollektoren (ETC): Diese Kollektoren erreichen ebenfalls Temperaturen von 80 bis 180 °C und bieten aufgrund ihrer Vakuümisolierung eine sehr hohe Effizienz bei der Wärmespeicherung [33,34].

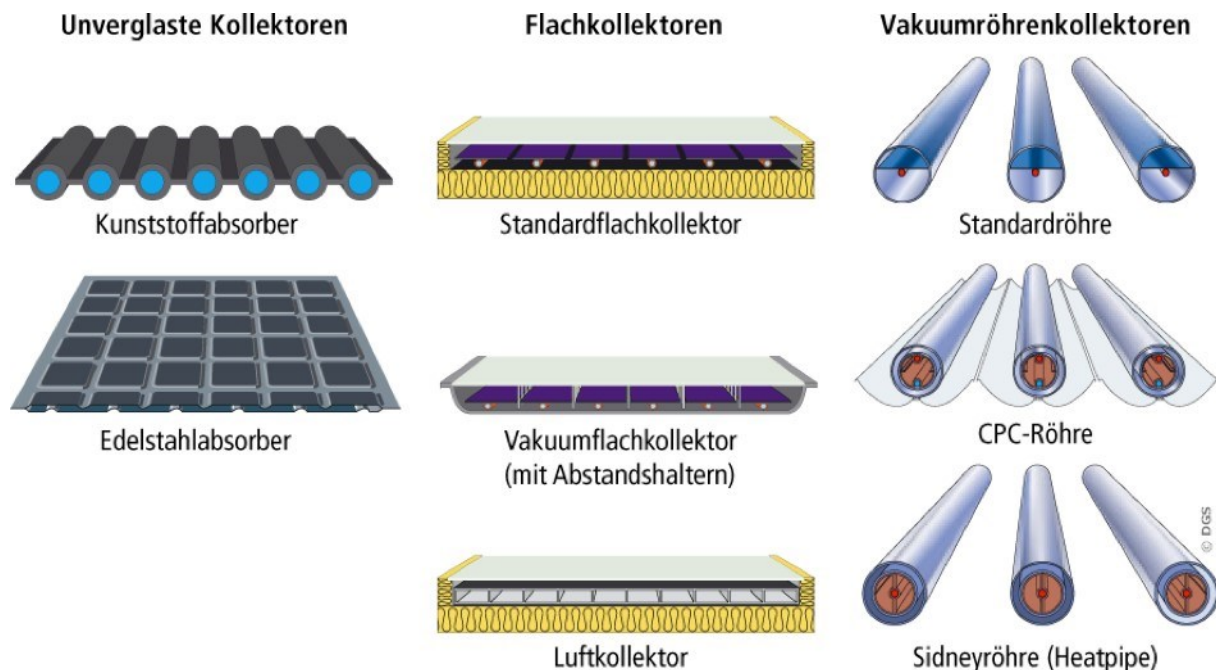


Abbildung 5: Überblick von nicht konzentrierter Solarthermiekollektortypen [35]

## Konzentrierte Systeme

Konzentrierte Systeme verwenden Spiegel oder Linsen, um die Sonnenstrahlen auf eine kleinere Empfängerfläche zu fokussieren, wodurch deutlich höhere Temperaturen erzielt werden können. Diese Systeme sind komplexer und teurer in der Herstellung und Wartung.

**Abbildung 6** und **Abbildung 7** zeigen Beispiele der Linien- und Punktkonzentratoren:

Parabolrinnenkollektoren (PTC): Diese Kollektoren erreichen Temperaturen zwischen 100 und 450 °C und sind besonders effektiv in großtechnischen Anwendungen wie solarthermischen Kraftwerken [33].

Lineare Fresnel-Reflektoren (LFR): Sie erreichen ähnliche Temperaturen wie Parabolrinnen und sind aufgrund ihrer einfacheren Bauweise oft kostengünstiger [36].

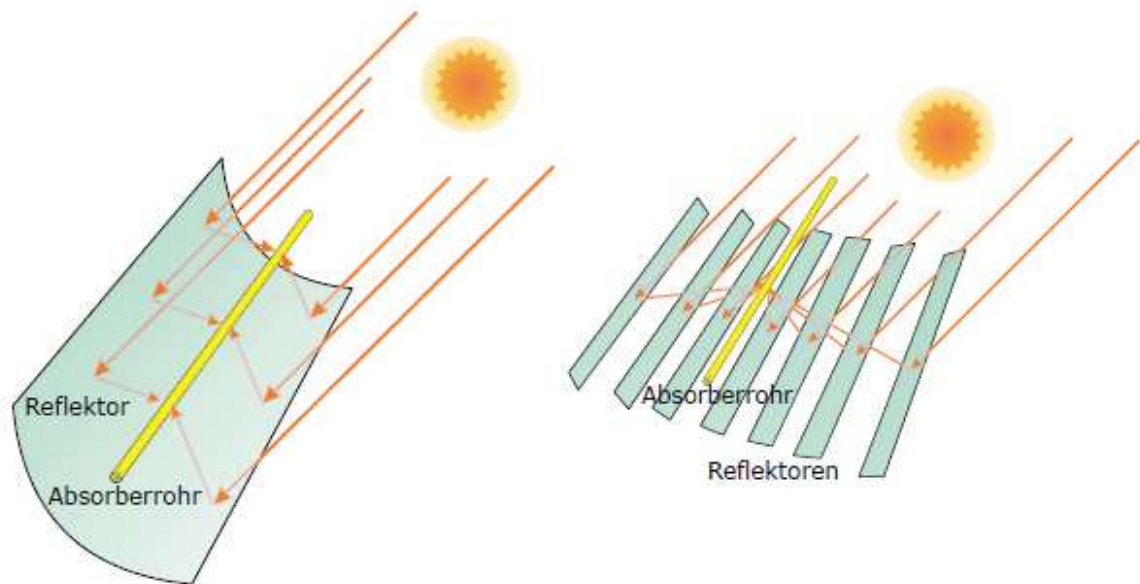


Abbildung 6: Konzentrierte Solarstrahlung (links: Parabolrinne, rechts: Fresnelkollektor)[29]

Parabolische Dish-Reflektoren (PDR): Diese erreichen extrem hohe Temperaturen von bis zu 1100 °C und eignen sich für Anwendungen, die sehr hohe Wärme benötigen, wie z. B. in der Industrie oder für die Stromerzeugung in Dish-Stirling-Systemen [36].

Zentrale Receiver- oder Heliostatenfeldreflektoren: Sie können Temperaturen von über 1000 °C erreichen und werden in solarthermischen Turmkraftwerken verwendet, um auf großer Skala Strom zu erzeugen [36].

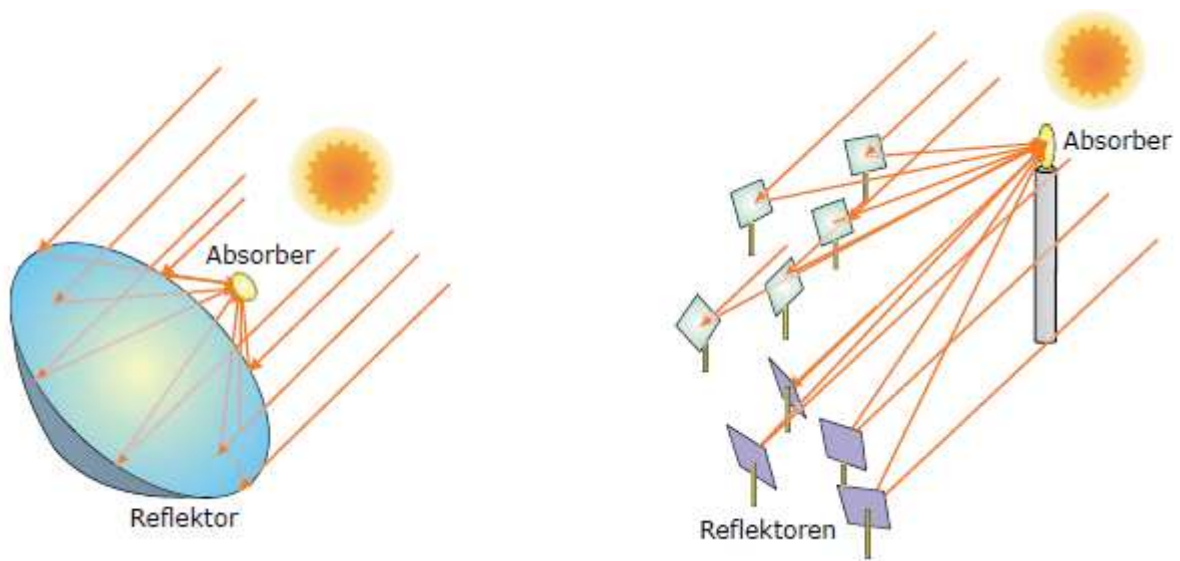


Abbildung 7: Konzentrierte Solarstrahlung mit Punktkonzentratoren (links: Parabolreflektor, rechts: verteiltes System mit Heliostaten) [29]

### **Potenzial und Vorteile der Integration im Bergbau**

Photovoltaik ermöglicht durch ihre Modularität eine flexible Anpassung und Erweiterung der Systeme nach Bedarf, was besonders vorteilhaft für Standorte unterschiedlicher Größe und Bedingungen ist, insbesondere in abgelegenen Bergbauregionen. Diese Flexibilität unterstützt die effiziente Umwandlung von Sonnenenergie in elektrische Energie, wodurch Betriebskosten reduziert und Treibhausgasemissionen verringert werden, was Photovoltaik (PV) zu einer umweltfreundlichen Option macht [3,37,38].

In sonnenreichen Regionen nutzen solarthermische Technologien die direkte Sonneneinstrahlung, um sowohl Wärme als auch Strom umzuwandeln. Dies ist besonders vorteilhaft für wärmeintensive Prozesse wie in Lithiumminen, wo eine effiziente Nutzung der Sonnenenergie zur Wärme- und Stromversorgung von großem Nutzen ist [39,40].

Solarthermische Systeme haben die Fähigkeit, die durch die Sonne bereitgestellte Wärmeenergie zu speichern, was eine kontinuierliche Versorgung auch bei fehlendem Sonnenlicht ermöglicht. Diese Speicherfähigkeit und Leistungsabgabe ist schematisch in **Abbildung 8** dargestellt und verbessert die allgemeine Verfügbarkeit der Energie und macht die Technologie zu einer zuverlässigen Quelle für den Bergbau, unter Berücksichtigung ihrer Umweltfreundlichkeit und Emissionsreduktion [32].

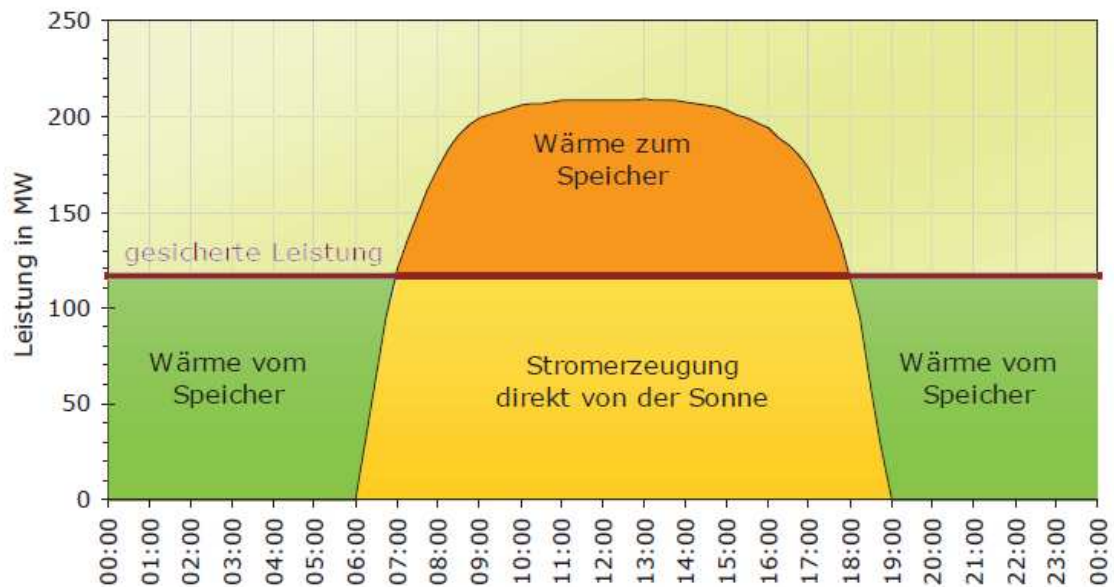


Abbildung 8: Garantierte Leistungsabgabe eines solarthermischen Kraftwerks mit thermischem Speicher [29]

### ***Herausforderungen bei der Implementierung im Bergbau***

PV-Systeme können während der Spitzenzeiten der Sonneneinstrahlung überschüssige elektrische Energie umwandeln, was nicht nur Speicherherausforderungen mit sich bringt, sondern auch die Notwendigkeit kostspieliger Speichertechnologien. Die täglichen und saisonalen Schwankungen in der Sonneneinstrahlung erfordern flexible Anpassungen der Energieversorgungssysteme und können die technische Komplexität sowie die anfänglichen Investitionskosten erhöhen [38].

Ein Mangel an Erfahrung und Wissen über die Integration und Wartung von Solar- und Hybridsystemen kann den Aufbau und Betrieb von Solartechnik im Bergbau erschweren. Schwierige Wetterbedingungen und Gelände erhöhen die Herausforderungen bei der Installation und Wartung von solarthermischen Anlagen, besonders bei konzentrierenden Typen, und können hohe Anfangsinvestitionen erfordern, was deren Verbreitung in kapitalschwachen Märkten einschränken kann [1,32,36].

Die Effizienz solarthermischer Systeme hängt stark von der lokalen Sonneneinstrahlung ab, und die Speicherung und der Transport von umgewandelter Wärmeenergie erfordern fortschrittliche technologische Lösungen. In weniger sonnigen Regionen oder bei groß angelegten Anwendungen können diese technologischen Herausforderungen besonders schwierig sein [32,36].

## Fallbeispiele erfolgreicher Implementierung

In der Bergbauindustrie gibt es zahlreiche Fallbeispiele für die erfolgreiche Nutzung von PV-Systemen, darunter Anwendungen in den USA, Chile, Australien, Suriname und Südafrika [11]. Im südafrikanischen Platinbergbau wurde beispielsweise die Implementierung einer 54 MW starken PV-Anlage positiv bewertet, wobei Effizienz und Wirtschaftlichkeit über einen Zeitraum von 20 Jahren nachgewiesen wurden [41].

### DeGrussa Solar Projekt, Western Australia

Die DeGrussa Kupfer-Gold-Mine in Westaustralien implementierte ein hybrides Energiesystem, bestehend aus einer 10,6 MWp Solaranlage und einem 6 MWh Batteriespeichersystem wie in **Abbildung 9** dargestellt, zur Reduktion des Dieserverbrauchs und der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dieses System führte zu einer jährlichen Einsparung von fünf Millionen Litern Diesel und 15.000 Tonnen CO<sub>2</sub>. Die Projektumsetzung sah sich geotechnischen Herausforderungen gegenüber, insbesondere einer harten Bodenschicht (3,5 bis 5,5 Mpa), die die Bohr- und Pfahlarbeiten erschwerte und eine Verdoppelung der geplanten Zeit für diese Arbeiten erforderlich machte. Trotz der abgelegenen Lage der Mine und der damit verbundenen logistischen und personellen Herausforderungen wurde das Projekt erfolgreich integriert, ohne die Betriebsabläufe der Mine wesentlich zu stören [10].

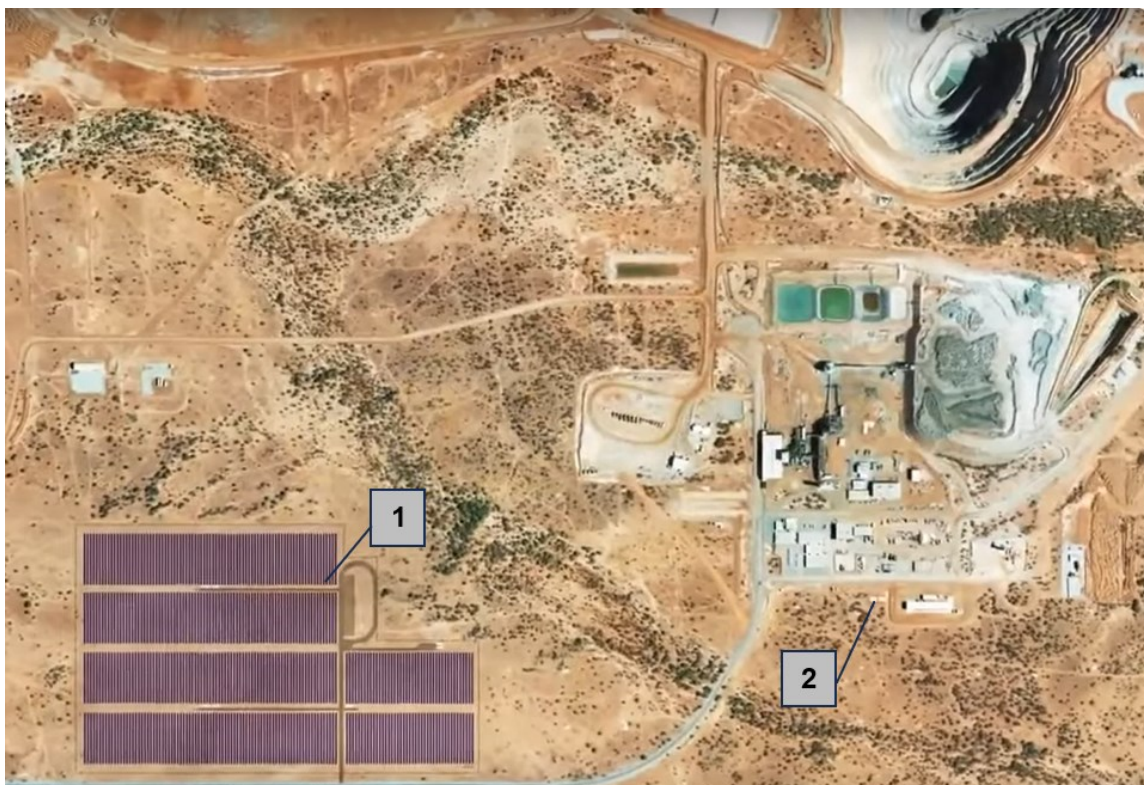


Abbildung 9: Übersicht DeGrussa Solar-Projekt: (1) Solaranlage, (2) Batteriestation [10]

Solarthermische Technologien tragen zur Vielfalt der Energieerzeugung bei, indem sie neben der Elektrizität auch Wärme für verschiedene Verfahren wie die thermische Laugung und das Trocknen von Kupferkonzentraten liefern [42]. Diese Technologien haben ihre Anwendung in der Atacama-Wüste Chiles gefunden, wo zwei solarthermische Anlagen installiert wurden, um heißes Wasser für Elektrogewinnungsprozesse in den Kupferminen zu generieren [33].

### **Pampa Elvira Solar, Chile**

Die Pampa Elvira Solaranlage demonstriert das Potenzial solarthermischer Systeme im Bergbausektor, indem sie seit 2013 die herkömmliche Dieserverwendung für Wasserheizprozesse an der Gabriela Mistral-Mine ersetzt. Diese Umstellung trägt jährlich zur Vermeidung von 15.000 Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei. Seit der Inbetriebnahme hat die Anlage rund 60 % des fossilen Brennstoffbedarfs im Elektrogewinnungsprozess ersetzt, was zu einer kumulierten Reduktion von 150.000 Tonnen CO<sub>2</sub> von 2013 bis 2023 führte. Ein Luftbild der Anlage, das die Anordnung der Flachplattenkollektoren zeigt, ist in **Abbildung 10** zu sehen [8,43].



Abbildung 10: Flachplattenkollektoren Pampa Elvira [8]

## 3.2.2 Wind

### **Technische Grundlagen und Funktionsweise**

Bei der Nutzung von Windenergie trifft der Wind auf die Rotorblätter einer Windturbine. Dadurch wird die kinetische Energie des Windes in mechanische Energie umgewandelt. Die Rotorblätter sind mit einem Generator verbunden, welcher die mechanische Energie in elektrische Energie umsetzt. [29,44]

Die Leistung von Windenergieanlagen hängt exponentiell von der Windgeschwindigkeit ab. Sie ist proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Das bedeutet, eine Verdoppelung der Windgeschwindigkeit führt zu einer achtfachen Erhöhung der Energieleistung. Ebenso führt eine Verdoppelung des Rotor-Durchmessers zu einer Vervierfachung der durchströmten Fläche, was die erzielbare Leistung bis zu einem gewissen Grenzwert beispielsweise vervierfacht [44].

Windenergieanlagen werden nach verschiedenen Kriterien, wie in **Tabelle 5** dargestellt, klassifiziert:

Tabelle 5: Klassifikation von Windenergieanlagen [44]

Parameter	Beschreibung
<b>Anlagen- bzw Leistungsgröße</b>	<b>Kleine Windenergieanlagen</b> bis zu 75 kW oder 200 m <sup>2</sup> überstrichene Fläche, bzw. Windenergieanlagen bis zu 10 m Gesamthöhe. <b>Große Windenergieanlagen</b> sind alle Anlagen über den oben genannten Grenzen.
<b>Strömungsmechanische Wirkungsweise</b>	<b>Widerstandsläufer:</b> Strömungskraft wirkt senkrecht auf eine Fläche <b>Auftriebsläufer:</b> Nutzt das Auftriebsprinzip
<b>Schnelllaufzahl <math>\lambda</math></b>	<b>Langsamläufer:</b> $\lambda < 5$ ; vielen Rotorblättern; optimaler Leistungsbeiwert bei geringer Drehzahl des Rotors <b>Schnellläufer:</b> $\lambda = 5$ bis 18; wenigen Rotorblättern; optimaler Leistungsbeiwert bei höheren Drehzahlen (Die Leistungsbeiwert ist auch abhängig von den Profilen der Rotorblätter)
<b>Bauformen</b>	<b>Vertikalachser:</b> vertikale Antriebswelle wie Darrieus-Rotor, H-Rotor und Savonius-Rotor <b>Horizontalachser:</b> dieses System mit der horizontal angeordneten Drehachse hat sich durchgesetzt.

<b>Anströmung der Windenergieanlage</b>	<p><b>Luv-Anlagen:</b> die Rotorblätter laufen vor dem Turm und werden in Hauptwindrichtung angeströmt. Dies ist die gebräuchlichste Form.</p> <p><b>Lee-Anlagen:</b> die Anströmung erfolgt gegen die Hauptwindrichtung, die Rotorblätter drehen hinter dem Turm was zu temporären Windschatten und somit zu hohen instationären Belastungen der Anlage führt.</p>
---	---

Moderne Windenergieanlagen sind Multi-Megawatt-Anlagen, mit 3 bis 4 MW bei Onshore-Anlagen und 6 bis 8 MW bei Offshore-Anlagen. Die Entwicklung von Onshore-Anlagen tendiert aktuell zu einer Leistung von 5 bis 7 MW, während bei Offshore-Anlagen Planungen für Anlagen mit bis zu 14 MW Leistung existieren [44].

Horizontalläufer mit Luv ausgerichteten Rotoren und drei Rotorblättern mit entsprechend hohen Türmen haben sich in der Praxis durchgesetzt. Diese Anlagen sind mit einer aerodynamischen Pitch-Regelung ausgestattet, welche in **Abbildung 11** zu sehen ist, die es ermöglicht, die Neigung der Rotorblätter während des Betriebs anzupassen. Die Pitch-Regelung dient dazu, die Leistung und Effizienz der Windkraftanlage zu optimieren, indem sie die Anstellwinkel der Rotorblätter je nach den aktuellen Windbedingungen anpasst. Dies trägt dazu bei, die Windenergie effektiver in elektrische Energie umzuwandeln und die Belastungen auf die Anlage zu reduzieren. [29,44,45]

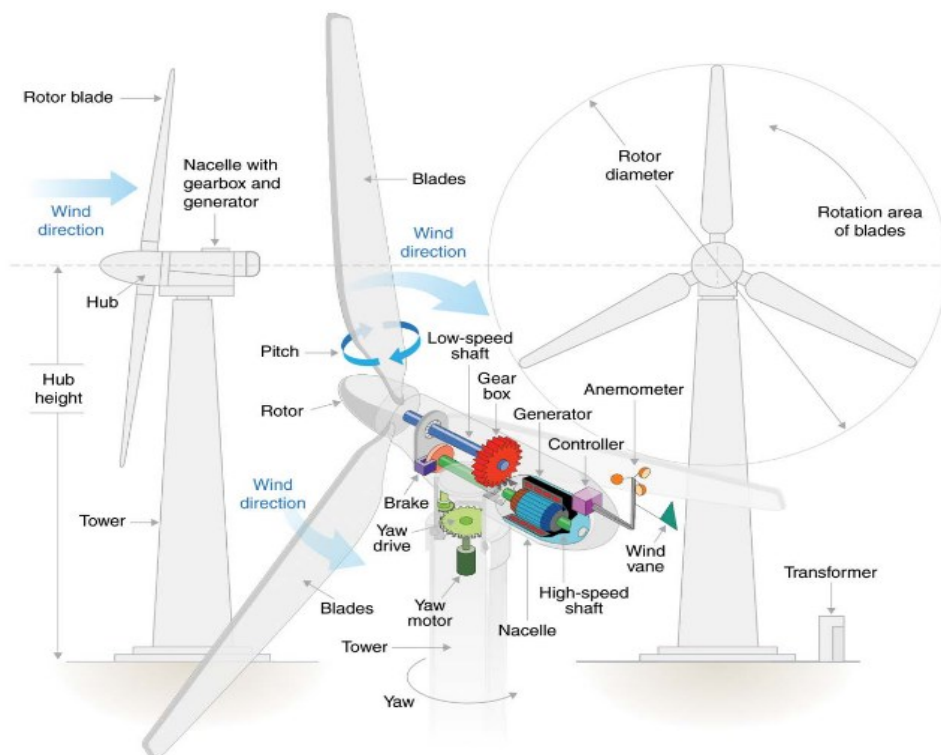


Abbildung 11: Komponenten einer modernen horizontal ausgerichteten Windkraftanlage mit Getriebe [45]



### ***Potenzial und Vorteile der Integration im Bergbau***

Die globale Kapazität der Windkraft, die im Jahr 2021 823 GW erreichte, zeugt von der zunehmenden Bedeutung und dem Wachstum dieser erneuerbaren Energiequelle. Diese Entwicklung, die eine Steigerung von 43 % seit 2016 darstellt, unterstreicht das Potenzial der Windenergie als eine nachhaltige und umweltfreundliche Option, die weltweit an Bedeutung gewinnt [46]. Besonders im Bergbausektor bietet die Integration von Windkraft signifikante ökologische Vorteile. Durch den Einsatz von Windkraftanlagen in Bergbauoperationen kann eine nachhaltige, emissionsfreie Energieversorgung erreicht werden, was zur Reduzierung des Kohlenstoff-Fußabdrucks der Branche beiträgt. Dies steht im Einklang mit den globalen Bestrebungen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen. Zusätzlich ermöglicht die räumliche Effizienz von Windkraftanlagen eine Nutzung der Flächen unterhalb und in der Umgebung der Turbinen. Dies kann für verschiedene Zwecke wie die Unterstützung der Bergbauinfrastruktur oder die Optimierung der Landschaftsnutzung eingesetzt werden [45].

In windreichen Gebieten, wie sie häufig an abgelegenen oder offenen Bergbaustandorten vorkommen, können Windkraftanlagen besonders effizient genutzt werden, um hohe Energieerträge zu erzielen. Ihre Skalierbarkeit und Flexibilität ermöglichen es, die Anlagen optimal an die variierenden Energieanforderungen und räumlichen Gegebenheiten im Bergbau anzupassen [47,48]. Ein weiterer Vorteil ist die geringe Bodenstörung durch Windkraftanlagen, die eine Doppelnutzung des Geländes erlaubt, beispielsweise für landwirtschaftliche Zwecke oder zur Erhaltung der natürlichen Landschaft [47].

Windkraftanlagen sind zudem robust und widerstandsfähig, was sie für den Einsatz unter extremen Wetterbedingungen und in rauen Umgebungen geeignet macht. Sie bieten eine Option zur dezentralen Energieerzeugung, die besonders in abgelegenen Bergbauanlagen ohne einfachen Zugang zum nationalen Stromnetz von Vorteil sein kann [47,48].

### ***Herausforderungen bei der Implementierung im Bergbau***

Allerdings gibt es auch Herausforderungen. Die Abhängigkeit von lokalen Windverhältnissen kann in Gebieten mit unbeständigem Wind zu einer unzureichenden Energiebereitstellung führen. Zudem kann die Fluktuation der Windstärke zu ungleichmäßiger Stromversorgung führen, was den Einsatz effizienter Speichersysteme oder Backup-Energiequellen erfordert [48]. Die Umweltauswirkungen, insbesondere auf die lokale Tierwelt, und visuelle sowie akustische Beeinträchtigungen müssen ebenfalls berücksichtigt werden. Der Raumbedarf und die Standortbeschränkungen von Windkraftanlagen, sowie Transport-

und Logistikherausforderungen für große Anlagenkomponenten, stellen zusätzliche Herausforderungen dar, insbesondere in abgelegenen Bergbaugebieten[47,48].

### ***Fallbeispiele erfolgreicher Implementierung***

#### **Agnew Goldmine, Australien**

Ein Beispiel für die Integration erneuerbarer Energien in den Bergbau ist das Agnew-Goldbergwerk von Gold Fields in Westaustralien. Seit 2019 wird die Mine teilweise durch eine Kombination aus Wind-, Solar-, Gas- und Batteriespeicherung betrieben. Dieses Projekt umfasst folgende Komponenten:

- Windenergie: Fünf Windturbinen mit einer Gesamtkapazität von 18 MW, jede Turbine hat eine Höhe von 110 m und einen Rotordurchmesser von 140 m.
- Solarenergie: Eine Solarfarm mit 10.710 Paneelen, die 4 MW erzeugt.
- Batteriespeicher: Ein Batteriesystem mit einer Kapazität von 13 MW/4 MWh.
- Kraftwerk: Ein netzunabhängiges Kraftwerk mit einer Leistung von 21 MW, betrieben durch Gas- und Dieselgeneratoren.

Diese Kombination deckt zwischen 55 % und 60 % des Energiebedarfs der Mine [49–52].

**Abbildung 12** ist ein Screenshot der Echtzeitdaten der AGNEW Goldmine, welcher am 20.06.2024 aufgenommen wurde. In der grünen Box zeigt die obere Skala den Durchdringungsgrad der erneuerbaren Energien in Echtzeit an, und die untere Skala zeigt den durchschnittlichen Durchdringungsgrad der erneuerbaren Energien über einen Zeitraum von 24 Stunden [52].

**Abbildung 13** zeigt eine Übersicht des Agnew-Microgrids mit Batteriespeicher, Solarpark und Windturbinen.

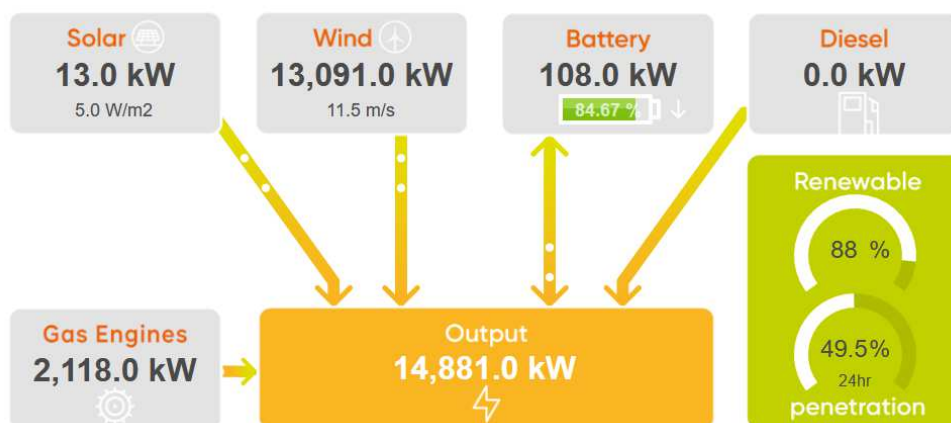


Abbildung 12: Echtzeitdaten der Agnew Goldmine [52].



Abbildung 13: Übersicht des Agnew-Microgrids mit Batteriespeicher, Solarpark und Windturbinen [53].

### **Zaldivar Kupfermine, Chile**

Ein weiteres Beispiel ist die Zaldivar-Mine in Chile, die von Antofagasta betrieben wird. Seit 2020 wird die Mine zu 100 % mit erneuerbarer Energie versorgt, die sich aus einer Kombination von Hydro-, Solar- und Windenergie zusammensetzt. Diese Umstellung soll Emissionen in Höhe von 350.000 Tonnen Treibhausgasen pro Jahr einsparen [49].

### **Glencore Raglan Mine, Kanada**

Das "Glencore Raglan Mine Renewable Electricity Smart-Grid Pilot Demonstration"-Projekt bei der Raglan-Mine von Glencore in Nordkanada ist ein beispielhaftes Vorhaben, das die Potenziale der Windenergie im Bergbau aufzeigt. Trotz der Herausforderungen, die durch das raue Klima und die variierende Natur des Windes entstehen, demonstriert dieses Projekt, finanziert mit 7,8 Millionen Dollar von der kanadischen Regierung, erfolgreich die Nutzung von Windenergie. Eine Übersicht der Windkraftanlage ist in **Abbildung 14** zu sehen. Ein zentraler Bestandteil des Projekts ist ein 3 MW Enercon E-82 E4 Windturbinengenerator, ergänzt durch eine fortschrittliche Speichertechnologie. Im Verlauf von drei Jahren nutzte die Anlage 20,1 GWh erneuerbare Energie. Dies führte zu einer Reduktion des Dieserverbrauchs um

5,1 Millionen Liter und einer Einsparung von 14.424 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent an Treibhausgasemissionen. [54].



Abbildung 14: Windkraftanlage in der Raglan-Mine [55].

### 3.2.3 Geothermie

Geothermische Energie, eine regenerative und CO<sub>2</sub>-freie Quelle, ist kontinuierlich verfügbar und unabhängig von Witterungseinflüssen sowie Tages- und Jahreszeiten. Nach aktuellen Daten beträgt die weltweit installierte Kapazität für die Erzeugung von geothermischem Strom etwa 15,96 GWe, was ungefähr 0,5 % der gesamten auf erneuerbaren Energien basierenden Kapazität für die Stromerzeugung ausmacht. Diese Energieform verzeichnete eine bescheidene jährliche Wachstumsrate von etwa 3,5 %. Für Heiz- und Kühlungsanwendungen erreichte die Kapazität bis 2020 etwa 107 GWth, mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von etwa 9 % zwischen 2015 und 2020 [56]. Wie in **Abbildung 15** gezeigt, haben die USA die höchste installierte Kapazität, gefolgt von Indonesien und den Philippinen. Länder wie Italien, die Türkei, Island und Kenia haben ebenfalls bedeutende Kapazitäten.

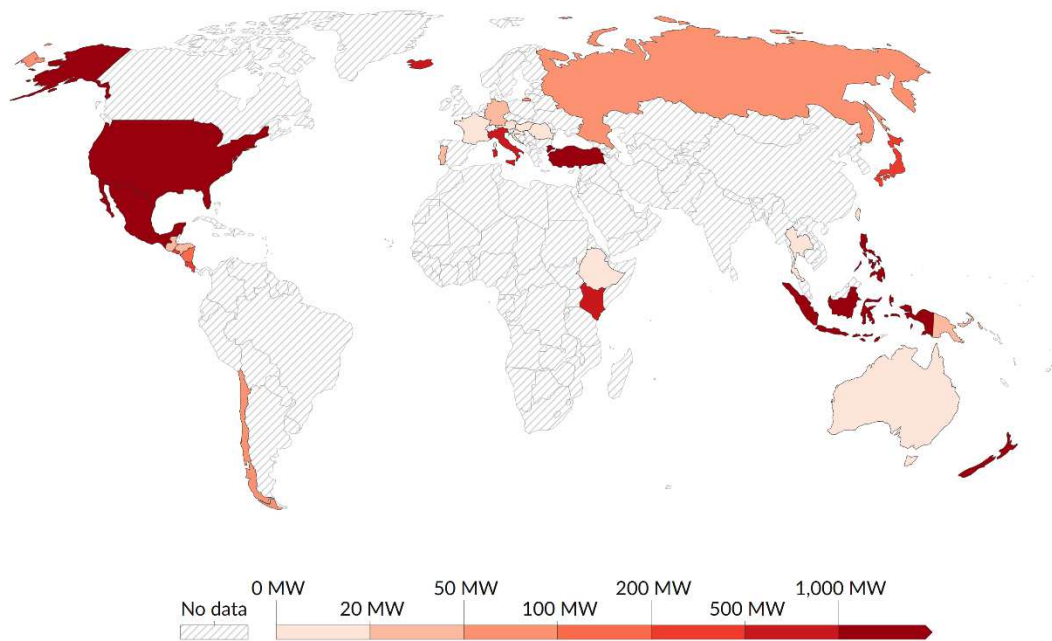


Abbildung 15: Weltkarte der installierte geothermische Energiekapazität, 2022 [57]

### Technische Grundlagen und Funktionsweise

Diese umweltfreundliche Energieform kann, wie in **Abbildung 16** ersichtlich, in oberflächennahe (bis ca. 400 m Tiefe) und tiefe Geothermie (tiefer als 400 m) unterteilt werden. [44].

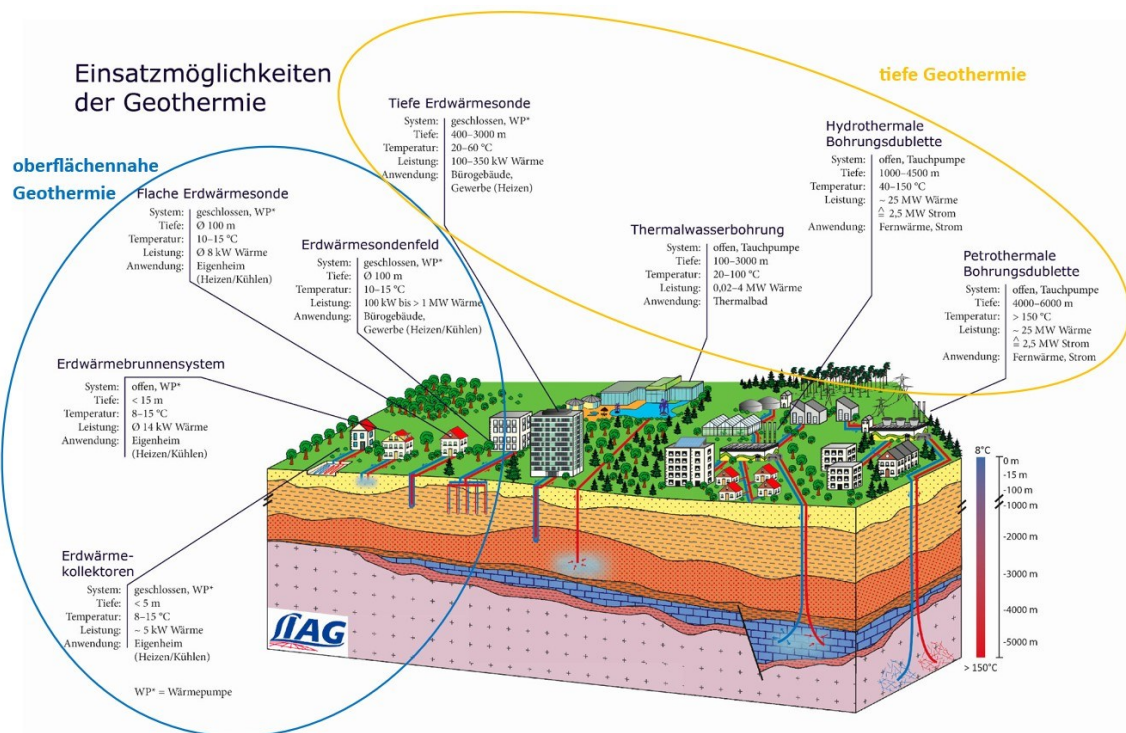


Abbildung 16: Einsatzmöglichkeiten von Geothermie [58].

## **Oberflächennahe Geothermie**

### **Direkte Nutzung**

Offenes System: Bei einem offenen System wird Grundwasser aus Brunnen zur direkten Nutzung an die Oberfläche gepumpt. Nachdem die Wärme mittels einer Wärmepumpe entzogen wurde, wird das abgekühlte Wasser über einen zweiten Brunnen zurück in das Grundwasserreservoir geführt. Dieses Verfahren hängt stark von den örtlichen geologischen und hydrogeologischen Bedingungen ab und ermöglicht eine effiziente Nutzung der geothermischen Energie, indem es die natürliche Ressource direkt einsetzt und wiederverwendet [59].

Geschlossenes System: Bei geschlossenen Systemen werden U-förmige Kunststoffrohre, üblicherweise aus Polyethylen, in Bohrlöchern oder Gräben verlegt, um eine Wärmeträgerflüssigkeit zirkulieren zu lassen. Diese Flüssigkeit nimmt die Wärme aus dem Boden auf und wird anschließend direkt in das Heiz- oder Kühlsystem des Gebäudes geleitet. Hier gibt die Wärmeträgerflüssigkeit die Wärme direkt an das System ab, um das Gebäude zu heizen oder zu kühlen. Die Wärme wird effizient genutzt, und die Flüssigkeit wird wieder in den Untergrund zurückgeführt, um erneut erwärmt zu werden, was den Prozess besonders effizient macht [59].

### **Indirekte Nutzung**

Geschlossenes System: Diese Methode bezieht sich auf den Einsatz von Wärmepumpen, die eine Wärmeträgerflüssigkeit durch unterirdische Rohre oder Bohrlöcher leiten. Im Winter nimmt die Flüssigkeit Wärme aus dem Boden auf und im Sommer gibt sie Wärme an den Boden ab. Nachdem die Wärmeträgerflüssigkeit die Wärme aufgenommen oder abgegeben hat, wird sie durch einen Wärmetauscher geleitet, der die Wärme an ein sekundäres System überträgt. Dieses sekundäre System nutzt die Temperaturunterschiede, um Gebäude zu heizen oder zu kühlen. Diese Systeme erreichen eine Tiefe von bis zu 400 Metern und werden oft mit saisonalen Wärmespeichern kombiniert, um die Effizienz weiter zu erhöhen. [59]. Die

folgende **Abbildung 17** veranschaulicht diese verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten der oberflächennahen Geothermie.

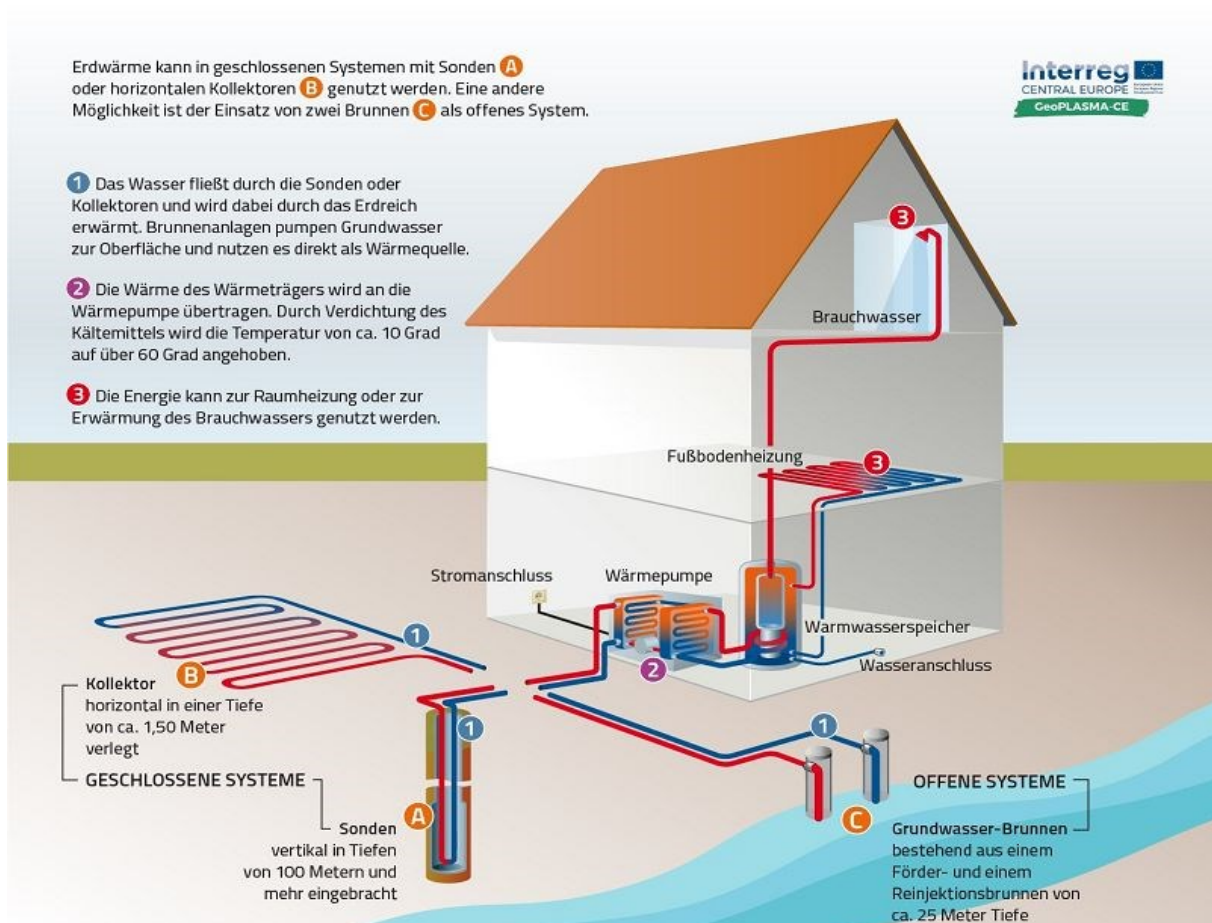


Abbildung 17: Schematische Darstellung der Anwendungsmöglichkeiten der oberflächennahen Geothermie (Quelle: GeoPLASMA-CE) [60]

## Tiefe Geothermie

**Hydrothermale Systeme** sind eine Art konventioneller geothermischer Energiesysteme, die natürlich vorkommende Heißwasser- und Dampfreservoirs nutzen, welche sich in zerklüfteten oder porösen Gesteinsformationen befinden. Diese Reservoirs, die heißes Wasser, Dampf oder eine Mischung aus beidem enthalten, nutzen das natürlich vorkommende Formationswasser als Wärmeaustauschmedium. Eine gute hydraulische Leitfähigkeit, die durch das Vorhandensein von Fluidwegen ermöglicht wird, spielt eine entscheidende Rolle für die konstante Wiederaufladung des Wassers. Die Standardmethode zur Nutzung eines hydrothermalen Reservoirs ist das Hydrothermaldoublet, das aus zwei Bohrlöchern besteht: einem heißen Produktionsbohrloch zur Gewinnung der heißen Flüssigkeit und einem kalten Injektionsbohrloch zur Rückführung der abgekühlten Flüssigkeit in den Untergrund nach der Wärmeübertragung über einen Wärmetauscher an der Oberfläche. Hydrothermale Systeme

können als offene oder geschlossene Systeme betrieben werden, wobei bei offenen Systemen das heiße Wasser oder der Dampf direkt genutzt wird, während bei geschlossenen Systemen eine Wärmeträgerflüssigkeit in einem geschlossenen Kreislauf zirkuliert. Aufgrund ihrer Abhängigkeit von spezifischen geologischen Bedingungen sind hydrothermale Systeme die am wenigsten verbreitete Art von geothermischen Reservoiren [61,62].

**Petrothermale Systeme**, auch als unkonventionelle oder erweiterte geothermische Systeme (EGS, Enhanced Geothermal Systems) bekannt, sind heiße Gesteinsvolumina mit zu geringer natürlicher Permeabilität für eine wirtschaftliche Nutzung. Um die in diesen Gesteinen gespeicherte Wärme zugänglich zu machen, ist eine künstliche Stimulation erforderlich, die durch Injektion von Flüssigkeiten unter Druck erfolgt, um neue Frakturen zu bilden. Diese Methode ähnelt den Techniken der Öl- und Gasindustrie zur Erhöhung der Produktionsrate in sedimentären Gesteinen [63,64]. Durch hydraulische Stimulation wird die Größe des unterirdischen Wärmetauschers vergrößert, wobei die injizierten Flüssigkeiten als Wärmeaustauschmedium fungieren. Petrothermale Systeme, die zu den unkonventionellen geothermischen Ressourcen zählen, sind die am weitesten verbreitete Art von geothermischen Reservoiren, wobei schätzungsweise über 85% der globalen geothermischen Energiequellen in petrothermalen Reservoiren liegen. Auch diese Systeme können als offene oder geschlossene Kreislaufsysteme betrieben werden [61,62].

**Heißwasseraquifer** zählen zu den unkonventionellen geothermischen Ressourcen und befinden sich in durchlässigen sedimentären Gesteinsformationen. Falls die natürliche Permeabilität nicht ausreichend ist, kann diese durch Techniken der EGS erhöht werden. Im Vergleich zu hydrothermalen Ressourcen liegen Heißwasseraquifer typischerweise in größeren Tiefen und weisen geringere Temperaturniveaus auf. Wie bei petrothermalen Ressourcen wird Wasser zwischen zwei Bohrlöchern zirkuliert, jedoch bei wesentlich niedrigerem Druck [62].

In der folgenden **Abbildung 18** sind diese Reservoirtypen dargestellt und die dazugehörige **Tabelle 6** gibt wesentliche Informationen zu diesen Typen. Zusätzlich gibt das Organigramm in **Abbildung 19** noch eine Übersichtliche Darstellung über die tiefengeothermischen Systeme.



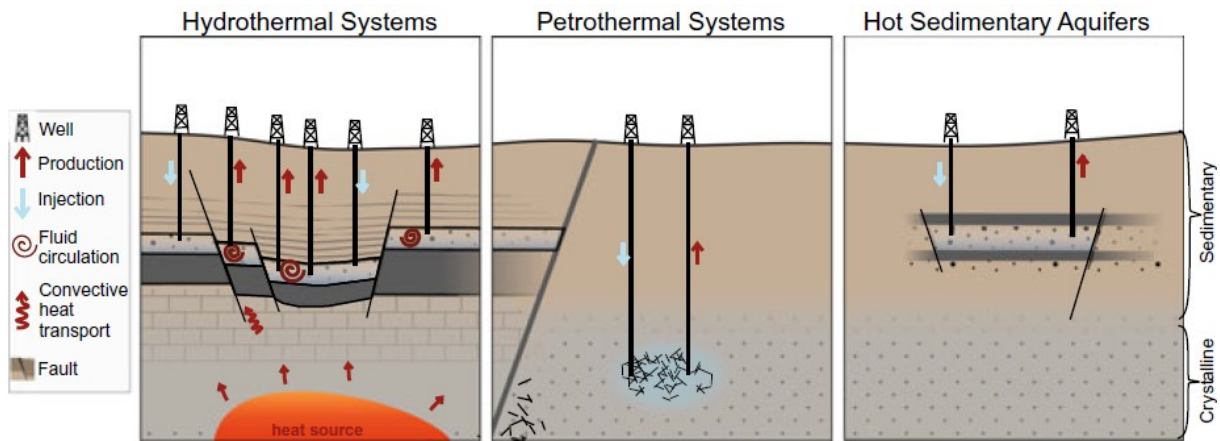


Abbildung 18: Schematische Visualisierung verschiedener geothermischer Reservoirtypen [62].

Tabelle 6: Übersicht der geothermischen Reservoirtypen [62]

Parameter	Hydrothermale Systeme	Petrothermale Systeme	Heißwasseraquifer
<b>Temperatur in der Tiefe</b>	Hohe Temperatur (>200 °C) in geringer Tiefe (< ca. 3 km)	Ausgerichtet auf >100 °C, relativ tief (> 3 km)	Niedrige/mittlere Temperatur (30 bis 150 °C) in geringer Tiefe (1 bis 4 km)
<b>Vorkommen</b>	In tektonisch aktiven, konvektionsdominierten geologischen Umgebungen	Fast überall möglich	Sedimentäre Formationen mit hoher Permeabilität
<b>Reservoir-eigenschaften</b>	Hohe Permeabilität, natürliche Wasserkreisläufe	Geringe Permeabilität: Stimulation und Flüssigkeitsinjektion notwendig	Hohe Permeabilität, Flüssigkeitsinjektion möglicherweise notwendig
<b>Reservoir-nutzung</b>	Mehrere Produktionsbohrungen, Injektion möglich	Flüssigkeitszirkulation zwischen zwei Bohrungen	Flüssigkeitszirkulation zwischen zwei Bohrungen, niedriger Druck

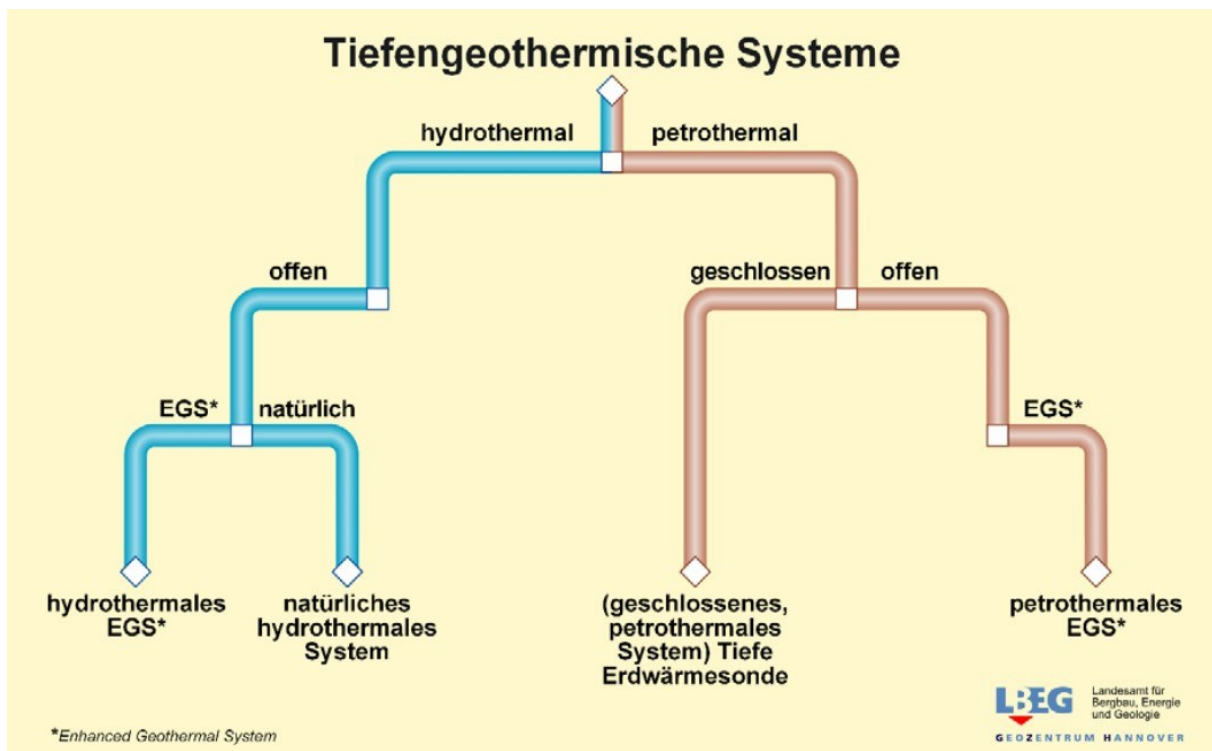


Abbildung 19: Überblick über tiefengeothermische Systeme [65]

### **Potenzial und Vorteile der Integration im Bergbau**

Die Integration von geothermischer Energie im Bergbau bietet nicht nur eine effektive Methode zur Kühlung tiefergelegener Minen und zur Verbesserung der Sicherheit und Arbeitsbedingungen, sondern auch eine signifikante Energiequelle, die zur Energieautarkie und Kostensenkung in Bergbauoperationen beitragen kann.

Bergwerke bieten einen direkten Zugang zu tiefen geologischen Schichten, die reich an geothermischen Ressourcen sind. Diese tiefen Schichten übertreffen oft die Tiefe, die in traditionellen geothermischen Projekten erreicht wird und bieten daher ein enormes Potenzial für die Nutzung hoher Temperaturen. Die bestehende Infrastruktur wie Schächte und Tunnel kann effektiv genutzt werden, um geothermische Systeme zu installieren, ohne die Notwendigkeit für neue Bohrungen. Dies verringert die anfänglichen Investitionskosten und erleichtert den Einstieg in geothermische Projekte [13,66].

In den tiefen Minen besteht ein wesentlicher Bedarf an effizienter Kühlung, um sichere Arbeitsbedingungen zu schaffen. Geothermische Systeme bieten eine doppelte Lösung, indem sie aktiv Wärme aus den Minen extrahieren, die sonst die Arbeitsbedingungen gefährden könnte, und diese Wärme umwandeln, um nutzbare Energie zu produzieren. Dies trägt direkt zur Verbesserung des Arbeitsumfelds bei und senkt gleichzeitig die Energiekosten [13,66].

Der Einsatz von multiphysikalischen, gekoppelten Modellen ermöglicht ein tiefgehendes Verständnis der Wärme- und Massentransferprozesse im Bergbau. Diese Modelle, auch bekannt als multiphysikalische Modelle, integrieren mehrere physikalische Prozesse und deren Wechselwirkungen, um ein umfassenderes Verständnis komplexer Systeme zu ermöglichen. Sie berücksichtigen typischerweise thermische, hydraulische, mechanische und chemische Prozesse und deren Kopplungseffekte. In der Geothermie und im Bergbau sind diese Modelle besonders wertvoll, da sie die Wärme- und Massentransferprozesse präzise simulieren können [13,67]. Dies ist entscheidend, um die Effizienz der geothermischen Nutzung zu optimieren und die Temperaturen innerhalb der Minen regulieren zu können. Zudem kann die direkte Nutzung geothermischer Energie zur Energieversorgung der Minen beitragen, besonders in abgelegenen oder netzfernen Regionen. Dies trägt zur Reduzierung der Abhängigkeit von externen Energiequellen bei und senkt die Betriebskosten [13,66,68].

### ***Herausforderungen bei der Implementierung im Bergbau***

Zu den Herausforderungen bei der Nutzung geothermischer Energie im Bergbau zählen technologische Fortschritte, hohe Einrichtungskosten, erheblicher Finanzbedarf, Ressourcen- und andere Risiken, lange Entwicklungszeiten, fehlende institutionelle Kapazitäten, ein Mangel an Fachkenntnissen, suboptimale rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen sowie ökologische, soziale und kulturelle Auswirkungen [61]. Darüber hinaus gibt es mehrere Faktoren, die den Erfolg der Integration geothermischer Energie in ein Bergbauvorhaben beeinflussen. Dazu gehört das Vorhandensein einer nachgewiesenen, zugänglichen und abbaubaren Ressource sowie der relative Preis alternativer Energieoptionen. Auch die Entfernung zum Stromnetz und das Potenzial für Koproduktion und/oder den Abbau von Mineralien spielen eine Rolle. Zusätzlich ist die Verfügbarkeit von Gemeinden und anderen Industrien in der Nähe des Bergwerks ein wichtiger Faktor [13]. Weiters kann der Betrieb von Geothermieranlagen Umweltauswirkungen haben, die sich auf die Temperaturen im Untergrund, die Grundwasserressourcen, Gasemissionen, Bohrungen und Betriebsrisiken auswirken [68]. Insbesondere sind die Herausforderungen des technologischen Fortschritts und die Einrichtungskosten in der Bergbauindustrie von Bedeutung, da die Einführung geothermischer Systeme hohe Vorlaufkosten für den Bau der notwendigen geothermischen Bohrungen oder Erdkollektoren erfordern können [12].

## ***Falleispiele erfolgreicher Implementierung***

### **Lihir-Goldmine, Papua-Neuguinea**

Die Mine nutzt geothermische Fluide, die aus einer Tiefe von 1.000 Metern bei Temperaturen zwischen 240 °C und 250 °C gefördert werden, wobei Temperaturen über 300 °C gemessen wurden. Ursprünglich zur Druckentlastung im offenen Tagebau gebohrte Brunnen liefern Dampf für ein geothermisches Kraftwerk, das 2003 mit einer Kapazität von 6 MWe installiert wurde und durch Erweiterungen in den Jahren 2005 und 2007 auf eine Gesamtkapazität von 56 MWe anstieg [13].

Diese geothermische Energie deckt etwa 75 % des Strombedarfs der Mine. 30 MW werden von der Sauerstoffanlage genutzt, weniger als 3 MW werden für lokale Dörfer bereitgestellt, während der Rest den Betrieb der Mine, der Wohnlager und Büros vor Ort versorgt. Die geothermische Anlage erzeugt erhebliche jährliche Einsparungen und Einnahmen, indem sie den Verbrauch von Schweröl reduziert, dies entspricht mehr als 50 % der Energiekosten der Mine – und zusätzlich Einnahmen aus dem Verkauf von Kohlenstoffzertifikate generiert. Zusätzlich vermeidet diese geothermische Anlage, welche am Übersichtsbild der Mine in der **Abbildung 20** ersichtlich ist, jährlich etwa 280.000 Tonnen Treibhausgasemissionen [13].



Abbildung 20: Lihir-Goldmine: geothermische Anlage auf der linken Seite [69]

### **Henderson Molybdänmine, Colorado**

In dieser Mine wird Wasser mit einer Temperatur von 29°C direkt genutzt, um die Luft in den Minenschächten zu heizen. Dies verhindert das Einfrieren von Schächten und Ausrüstung und hilft, die Arbeitstemperaturen in der Mine zu regulieren [12].

### **Lumphinans, Schottland**

Eine tiefe Bohrung in stillgelegten unterirdischen Kohlenbergwerken liefert Wasser mit 15°C, das Wärmepumpen mit einer Nennleistung von 65 kW versorgt. Das erwärmte Wasser wird für die Raumheizung und die Vorwärmung von Brauchwasser in Wohngebäuden verwendet [12].

### **Goyer Steinbruch, Quebec**

Ein offenes Kreislaufsystem in einem gefluteten Steinbruch versorgt Wärmepumpeneinheiten, die in 36 Wohnungen installiert sind. Jede Einheit hat eine Kapazität von 3,6 bis 5,3 kW und beheizt eine Gesamtfläche von 6.039 m<sup>2</sup> [12].

### **Schacht 302, Marienberg Mine, Deutschland**

Aus einem 144 Meter tiefen Schacht in einer stillgelegten Uranmine wird Wasser mit einer Temperatur von 12°C gefördert. Das Wasser wird durch Plattenwärmetauscher geleitet, die sich auf einer Plattform in 105 Metern Tiefe befinden. Das System hat eine Heizleistung von 690 kW und wird zur Beheizung eines Schwimmbades genutzt [12].

Neben den bereits besprochenen Anwendungen existieren weitere innovative Nutzungen der Geothermie im Bergbau, insbesondere durch die Verwendung von Minenwässern. Der Artikel „A Review of the Performance of Minewater Heating and Cooling systems“ [14] bietet einen umfassenden Überblick über globale geothermische Systeme, die Minenwasser verwenden, und hebt die Potenziale gefluteter Bergwerke für die Bereitstellung und Speicherung thermischer Energie hervor.

## **3.2.4 Biomasse**

### ***Technische Grundlagen und Funktionsweise***

In der wissenschaftlichen Auseinandersetzung mit Biomasse als erneuerbare Energiequelle wird Biomasse als organisches Material definiert, das aus Pflanzen und Tieren stammt und gespeicherte chemische Energie aus Sonnenlicht beinhaltet. Diese Energie wird durch den Prozess der Photosynthese in Pflanzen erzeugt, wobei circa 0,1 % der Solarenergie in

Biomasse umgewandelt wird. Biomasse lässt sich in zwei Hauptkategorien unterteilen: anfallende Biomasse, wie Rest- und Abfallhölzer aus der Forstwirtschaft, und speziell angebaute Biomasse, beispielsweise schnellwachsende Gräser oder Raps [44]. **Abbildung 21** zeigt die verschiedenen Möglichkeiten der Biomassenutzung.

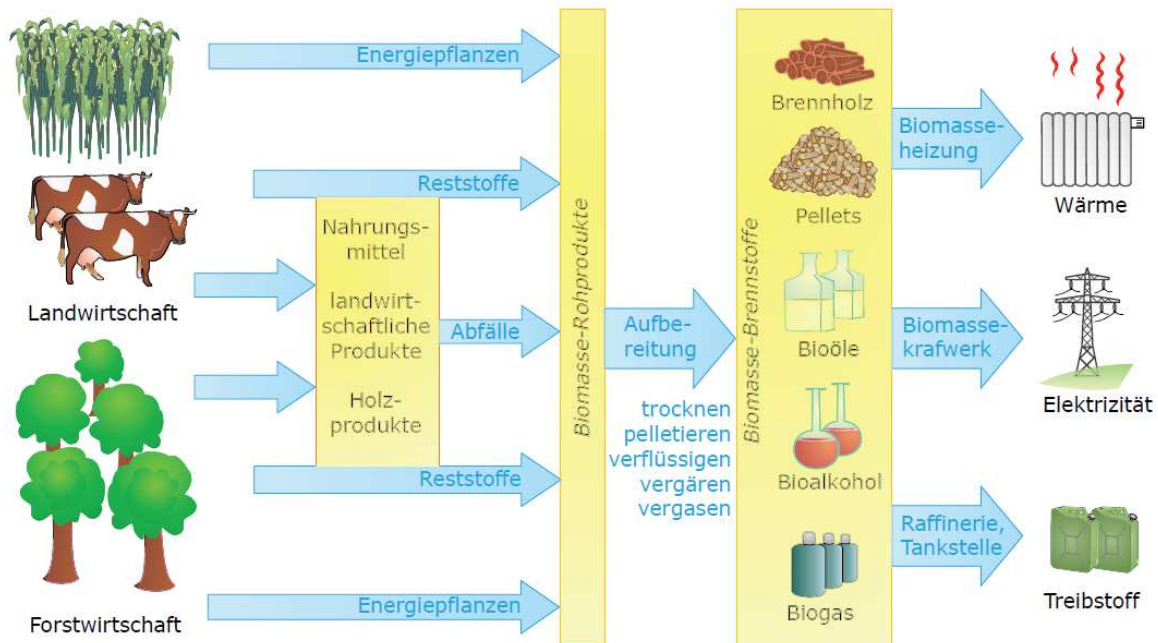


Abbildung 21: Möglichkeiten der Biomassenutzung [29]

Die energetische Nutzung von Biomasse erfolgt durch die Freisetzung des bei der Photosynthese aufgenommenen Kohlenstoffs bei der Verbrennung, was zu einem nahezu emissionsfreien Prozess führt. Entspricht die Nutzung der Rate ihres natürlichen Nachwachsens, gilt Biomasse als eine erneuerbare und klimaneutrale Energiequelle. [29].

Für die Konversion von Biomasse in Energie existieren verschiedene technologische Ansätze. Biopower-Technologien wandeln Biomasse durch Verbrennung, bakteriellen Zerfall oder in Gas-/Flüssigbrennstoffe um. Biochemische Konversionsprozesse umfassen die anaerobe Verdauung, die zu Biogas führt, sowie die Fermentation zur Ethanolproduktion. thermochemische Konversionsmethoden wie Pyrolyse und Vergasung setzen Wärme ein, um Biokraftstoffe und Chemikalien aus Biomasse zu gewinnen [70].

### **Potenzial und Vorteile der Integration im Bergbau**

Biomasse stellt eine vielseitige und erneuerbare Energiequelle dar, die im Bergbau in verschiedenen Bereichen eingesetzt werden kann, darunter Energieversorgung, Landrekultivierung und Abfallmanagement. Sie besteht aus Pflanzenmaterial und anderen organischen Substanzen und bietet den Vorteil der Dispatchbarkeit, also der Fähigkeit, die

Energiebereitstellung flexibel und bedarfsgerecht anzupassen, ähnlich wie konventionelle fossile Energieerzeugungssysteme. Biomasse kann zur Stromerzeugung genutzt werden, indem Abfall in gasförmigen Brennstoff umgewandelt wird, und für die Beheizung von Einrichtungen sowie die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom [15,71]. Außerdem ermöglicht der Einsatz von Biomasse die Herstellung von Biokraftstoffen, die fossile Brennstoffe in Gas- oder Dieselmotoren zur thermischen Energieproduktion ersetzen können [15].

Im Bereich der Landrekultivierung kann Biomasse zur Bodenverbesserung in nachbergbaulichen Gebieten beitragen. Die Produktion von holziger Biomasse in Kurzumtriebsplantagen und Alley-Cropping-Systemen verbessert die Bodenfruchtbarkeit und steigert den wirtschaftlichen Wert dieser Gebiete [72]. Biomasse fördert ebenfalls die Erholung feinzweigiger Biomasse in durch Bergbau degradierten Gebieten, was zur Ökosystemwiederherstellung und zum Bodenschutz beiträgt [73,74].

Im Abfallmanagement ermöglicht die Kombination von Kohle- und Biomasseverbrennung die Umwandlung in Elektrizität und Wärme. Dabei entsteht Flugasche, deren chemische Eigenschaften erforscht werden, um ihre potenzielle Anwendbarkeit in verschiedenen Bereichen zu bewerten [75].

Biomasse reduziert Treibhausgasemissionen erheblich im Vergleich zu fossilen Brennstoffen, was zur Minderung der globalen Erwärmung und des Klimawandels beiträgt und somit einen positiven Beitrag zur Umweltverbesserung leistet. Ihre breite Verfügbarkeit aus Quellen wie Landwirtschaft, Forstwirtschaft und sogar Abfällen macht sie zu einer praktikablen und zugänglichen Option für die Energieversorgung. Darüber hinaus kann Biomasse zur Herstellung von Bio-Düngemitteln und anderen Produkten genutzt werden, wodurch eine effizientere Ressourcennutzung gefördert wird [76].

### ***Herausforderungen bei der Implementierung im Bergbau***

Es gibt jedoch Herausforderungen bei der Implementierung von Biomasse-Energiesystemen im Bergbau, einschließlich der Gewährleistung einer stetigen Biomasseversorgung und der Anpassung der technologischen Infrastruktur. Zudem beeinflussen ökologische Aspekte zur Vermeidung negativer Umwelteinflüsse und der geringe volumenbezogene Heizwert die Nutzung, was die Präferenz für kleine, dezentrale Anlagen nahe der Biomassequellen erfordert [44]. Die Einrichtung von Plantagen mit Kurzumtriebsbäumen auf nährstoffarmen Substraten in nachbergbaulichen Landschaften kann durch ungünstige Bodenbedingungen beeinträchtigt werden, was die oberirdische Biomasseproduktion einschränken kann. Außerdem wird die Nutzung natürlicher Potenziale,

einschließlich Biomasse, in nachbergbaulichen Regionen von Faktoren wie der Größe der verfügbaren Flächen, dem Ausmaß der umweltbedingten Bergbahnhinterlassenschaften, der Phase der Restaurierungsprozesse und nationalen sowie lokalen Energiepolitiken beeinflusst [77].

### ***Beispiele erfolgreicher Implementierung***

#### **Yorke Biomass Energy, Australien**

Yorke Biomass Energy baut in Südaustralien eine Demonstrationsanlage, die zeigen soll, wie ein strohverbrennender Generator Bergleuten eine wettbewerbsfähige Energiequelle für die ersten 10-20 MW Leistung bieten kann. Es wird erwartet, dass das neue Projekt letztendlich Bergbauprojekten in abgelegenen landwirtschaftlichen Gebieten den Zugang zu ihrer Grundlastelektrizität aus strohbetriebenen Biomasseanlagen ermöglicht. Dieser Energieansatz bietet einen beiderseitig vorteilhaften Ausgang für Bergbau- und Landwirtschaftsgemeinschaften und steigert die lokale Wirtschaftstätigkeit durch die Sammlung, den Transport und die Lagerung von Biomasse-Brennstoffvorräten. Die Anlage soll jährlich 90.000 Tonnen Stroh von lokalen Farmen verarbeiten können. Die Demonstrationsanlage befindet sich in der Nähe einer Reihe von Bergbauprojekten, einschließlich des vorgeschlagenen Kupfer- und Goldprojekts von Rex Minerals, und der benachbarten Eyre-Halbinsel, die ein aufstrebender Bergbauknotenpunkt ist. Südaustralien ist insgesamt ein bedeutender Produzent von Kupfer, Uran und Zirkon sowie Eisen, Silber, Industriemineralien und Zink [78].

#### **Fallbeispiel Capitão Poço – PA, Brazil**

Die Studie "Fine root biomass and its relationship with the soil in degraded areas by mining in biogeographic Chocó" zeigt, dass sich die Feinwurzelbiomasse (FRB) in ehemaligen Bergbaugebieten im Chocó biogeografischen Raum schnell erholen kann. Untersuchungen in verschiedenen Sukzessionsstadien ergaben, dass die FRB-Werte in degradierten Gebieten ähnlich hoch sind wie in unberührten tropischen Wäldern. Die Wiederherstellung der Bodenfruchtbarkeit ist dabei entscheidend, um die Kohlenstoffspeicherung zu verbessern. Diese Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Nachnutzung ehemaliger Bergbauflächen zur Biomasseproduktion sinnvoll und ökologisch vorteilhaft ist, da sie zur Kohlenstoffspeicherung und Klimaminderung beitragen kann [74].



### 3.2.5 Zusammenfassung der Erneuerbaren Energien

Dieser Abschnitt hat die Rolle der erneuerbaren Energien im Bergbau untersucht, mit einem Fokus auf Solartechnik, Windenergie, Geothermie und Biomasse. Jede Technologie bietet einzigartige Vorteile und Herausforderungen. Solaranlagen können effizient in sonnenreichen Bergbauregionen implementiert werden und bieten die Möglichkeit, Energie direkt vor Ort zu erzeugen. Windenergie ist besonders geeignet für abgelegene oder offene Bergbaustandorte, wo starke und konstante Winde vorherrschen. Geothermische Energie bietet eine konstante und zuverlässige Energiequelle und kann tief in der Erde liegende thermische Ressourcen nutzen, während Biomasse eine wichtige Rolle bei der Umwandlung von Abfallprodukten in Energie spielt. Gemeinsam tragen diese erneuerbaren Quellen dazu bei, die Abhängigkeit des Bergbaus von fossilen Brennstoffen zu reduzieren und die Umweltbelastung zu verringern, was entscheidend für die Nachhaltigkeit der Branche ist.

## 3.3 Energiespeicherlösungen

Der Bergbau bietet einzigartige geologische und strukturelle Gegebenheiten, die ihn für innovative Energiespeichertechnologien besonders geeignet machen. Diese speziellen Bedingungen umfassen tiefe Hohlräume, ausgeprägte Höhenunterschiede und eine bestehende Infrastruktur, die eine effiziente Implementierung verschiedener Energiespeichersysteme ermöglicht.

Hohlräume, die durch den Bergbau entstanden sind, eignen sich hervorragend für die Druckluftenergiespeicherung (CAES, Compressed Air Energy Storage). Diese unterirdischen Räume ermöglichen es, überschüssige Energie zu nutzen, um Luft zu komprimieren und unter hohem Druck zu speichern. Bei Bedarf wird die komprimierte Luft entspannt, wobei die freigesetzte Energie eine Turbine antreibt, und so elektrische Energie erzeugt wird [19].

Diese Hohlräume, in Kombination mit den vorhandenen Höhenunterschieden, eignen sich ideal für den Einsatz von Pumpspeicherwerken und gravitativen Energiespeichersystemen. Dabei werden Wasser, Sand oder andere Gewichte zwischen oberen und unteren Reservoirs bewegt, um Energie zu speichern und bei Bedarf wieder freizugeben. Diese Technologie kann sowohl ober- als auch unterirdisch angewendet werden und nutzt die gravitative Potenzialenergie effektiv aus.

In der untenstehenden **Tabelle 7** sind verschiedene Energiespeichertechnologien angeführt, die im Bergbau genutzt werden können, einschließlich ihrer spezifischen Anwendungsgebiete und Methoden zur Energiespeicherung.

Tabelle 7: Übersicht über Energiespeichertechnologien im Bergbau

Energiespeicherart	Potenzial im Bergbau	Energiespeicherung	Nutzbare Bereiche
<b>Pumpspeicherwerke (UPSH)</b>	Nutzung von Höhenunterschieden für Wasserreservoirs	Turbine und Generator bei Wasserrückfluss	Ober- und Untertägig
<b>Druckluftspeicherung (CAES)</b>	Nutzung von unterirdischen Hohlräumen oder Stollen	Luftexpansion treibt Turbinen an	Untertägig
<b>Gravitative Energiespeicherung (UGES)</b>	Nutzung von Schwerkraft durch Heben/Senken von Gewichten	Umsetzung von potenzieller Energie in mechanische Energie	Ober- und Untertägig

### 3.3.1 Pumpspeicherkraftwerke (UPSH)

#### ***Technische Grundlagen und Funktionsweise***

Pumpspeicherkraftwerke (UPSH, Underground Pumped Storage Hydropower) sind eine etablierte Form der großtechnischen Energiespeicherung, die die potenzielle Energie von Wasser nutzt, um elektrische Energie zu speichern und bereitzustellen. Das grundlegende Konzept umfasst zwei Wasserreservoirs auf unterschiedlichen Höhen, die durch eine Pipeline verbunden sind. In Zeiten geringer Stromnachfrage wird Wasser mit elektrischer Energie aus dem Netz von einem unteren in ein oberes Reservoir gepumpt. Während Spitzenlastzeiten fließt das gespeicherte Wasser zurück ins untere Reservoir, strömt durch eine Turbine und wandelt dabei die potenzielle Energie des Wassers wieder in elektrische Energie um, die ins Netz eingespeist wird [19,67,79]. Eine schematische Darstellung eines unterirdischen Pumpspeicherkraftwerks ist in **Abbildung 22** zu sehen.

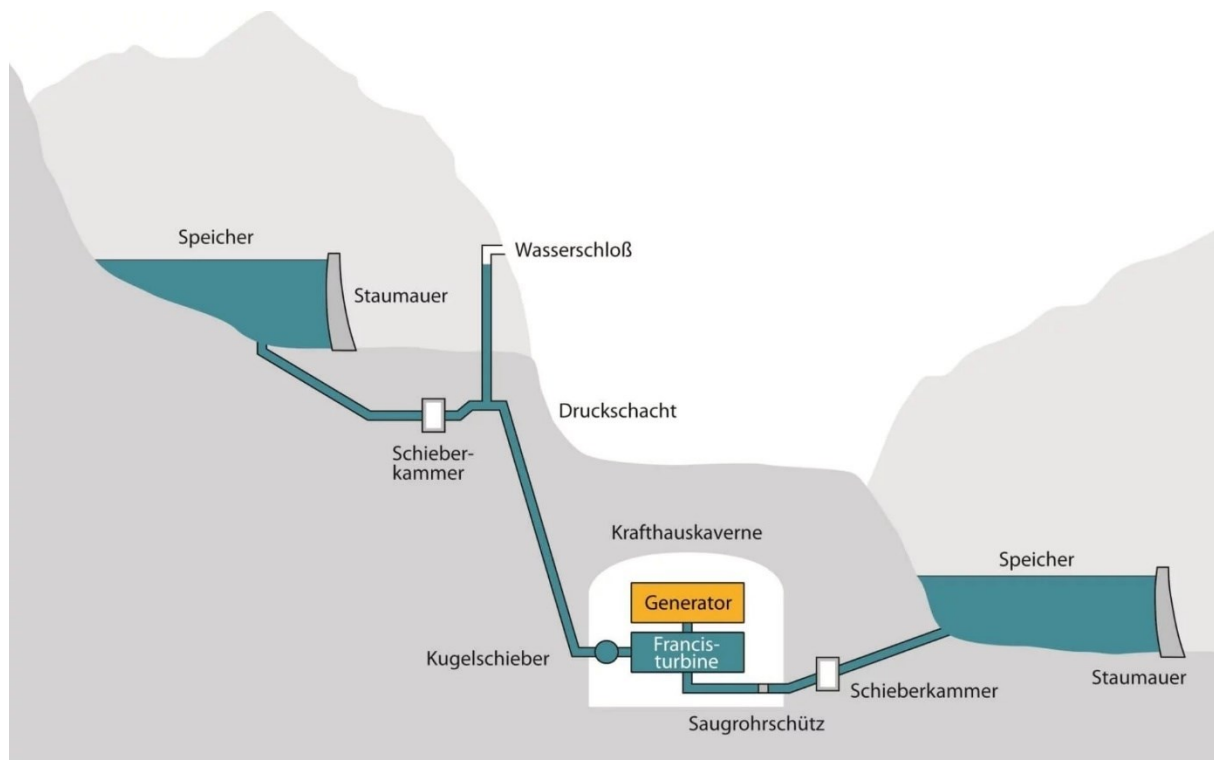


Abbildung 22: Schematische Darstellung eines Pumpspeicherkraftwerks [80]

Diese Kraftwerke nutzen meist reversible Francis-Turbinen, die sowohl im Turbinen- als auch im Pumpmodus effizient arbeiten können [79]. Die technische Grundlage dieser Anlagen umfasst die Nutzung von Turbinen und Generatoren, um die potenzielle Energie des Wassers in elektrische Energie umzuwandeln und umgekehrt. Die erzeugte Leistung hängt von der Höhendifferenz und dem Volumen des gespeicherten Wassers ab. Diese lässt sich mit der Gleichung

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \eta \quad (1)$$

berechnen, wobei  $P$  die Leistung in [Watt] ist,  $\rho$  die Dichte des Wassers [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ],  $g$  die Erdbeschleunigung [ $9,81 \text{ m}/\text{s}^2$ ],  $Q$  der Durchfluss durch die Turbine [ $\text{m}^3/\text{s}$ ],  $H$  die Nettofallhöhe in Metern und  $\eta$  der Wirkungsgrad von Turbine und Generator ist [67]

Die Kapazität eines Pumpspeicherkraftwerks, also die gesamte gespeicherte Energie, wird durch die Gleichung

$$E_{UPSH} = g \cdot V \cdot H \cdot \eta \cdot \alpha \quad (2)$$

bestimmt. Hierbei ist  $E_{UPSH}$  die gespeicherte Energie in [MWh] pro Zyklus,  $g$  die Erdbeschleunigung [ $9,81 \text{ m}/\text{s}^2$ ],  $V$  die Kapazität des Reservoirs [kg],  $H$  die Nettofallhöhe in Metern,  $\eta$  der Wirkungsgrad der Francis-Pump-Turbine und  $\alpha$  der Umrechnungsfaktor mit  $2,7 \cdot 10^{-10}$  [J/MWh] [19].

Anhand dieser Gleichungen kann man also sagen, dass die Fallhöhe und Kubatur entscheidend die Leistung und Kapazität eines Pumpspeicherkraftwerks beeinflussen. Eine größere Fallhöhe bedeutet, dass das Wasser mehr potenzielle Energie besitzt, die in elektrische Energie umgewandelt werden kann, was die Leistung des Kraftwerks erhöht. Es kann mehr Strom pro Zeiteinheit erzeugen. Gleichzeitig erhöht eine größere Fallhöhe die gesamte Energiemenge, die pro Volumeneinheit Wasser gespeichert werden kann, was die Kapazität des Kraftwerks steigert. Eine größere Kubatur, das heißt ein größeres Wasservolumen, ermöglicht es dem Kraftwerk, mehr Energie zu speichern und über längere Zeiträume Strom zu erzeugen. Zusammengefasst: Eine größere Fallhöhe und ein größeres Wasservolumen führen zu höherer Leistung und größerer Kapazität des Pumpspeicherkraftwerks.

Die Effizienz solcher Anlagen ist ebenfalls ein wesentlicher Faktor für ihre Leistungsfähigkeit. Moderne Pumpspeicherkraftwerke erreichen Wirkungsgrade von bis zu 80 %, was bedeutet, dass etwa 20 % der eingespeisten elektrischen Energie während des Speicherprozesses verloren gehen [19]. Zusätzlich zur Bereitstellung von Spitzenlaststrom können diese Anlagen auch zur Frequenzregulierung und Spannungsstabilisierung im Netz beitragen [79].

### ***Potenzial und Vorteile der Integration im Bergbau***

Pumpspeicherkraftwerke in Bergbauoperationen bieten ein erhebliches Potenzial, insbesondere durch die Nutzung unterirdischer Pumpspeicher-Hydraulikkraftwerke in offenen Gruben. Diese Systeme wurden als eine praktikable Option für die Energiespeicherung untersucht und können die bestehende Bergbauinfrastruktur zur Errichtung von Energiespeicheranlagen nutzen. Dadurch wird die potenzielle Energie durch Minenschächte gespeichert [17,81]. Untersuchungen zum Einfluss des Grundwasseraustauschs auf die Effizienz von UPSH-Anlagen zeigen das Potenzial dieser Systeme, den Energiemarkt zu stabilisieren und die Integration fluktuierender Energiequellen wie Solar- und Windenergie zu ermöglichen [82].

Ein wesentlicher Vorteil der Integration von Pumpspeicherkraftwerken in den Bergbau besteht darin, dass bestehende Infrastrukturen wie Schächte und Tunnel genutzt werden können, wodurch der Bedarf an zusätzlicher Landnutzung reduziert wird [81]. Die Verwendung stillgelegter Bergwerksschächte für die Energiespeicherung stellt eine nachhaltige und kosteneffektive Lösung dar, die den Übergang zu einer kohlenstoffarmen Energieversorgung unterstützt und langfristige Energiespeicherung ermöglicht [17].

## ***Herausforderungen bei der Implementierung im Bergbau***

Herausforderungen bestehen jedoch in der Einhaltung der relevanten Vorschriften und der Sicherstellung eines sicheren Betriebs der Energiespeicheranlage innerhalb der Bergwerksstrukturen [81].

## ***Fallbeispiele erfolgreicher Implementierung***

### **Kidstone Pumpspeicherkraftwerk, Australien**

Das Kidston Pumpspeicherkraftwerk (K2-Hydro) in Queensland, Australien, ist ein wegweisendes Projekt zur Speicherung und Erzeugung erneuerbarer Energie. Entwickelt von Genex Power, wird dieses Pumpspeicherkraftwerk eine Kapazität von 250 MW haben und bis zu 1.870 MWh pro Zyklus speichern und abgeben können. Es nutzt die bestehenden Gruben eines stillgelegten Goldminenstandorts, der Kidston Gold Mine, und stellt damit die erste derartige Wiederverwendung weltweit dar. Die Bauarbeiten begannen 2021 und die Inbetriebnahme ist für die zweite Hälfte des Jahres 2024 geplant. Mit einer geplanten Lebensdauer von über 60 Jahren wird das Projekt erheblich zur Stabilität des australischen Stromnetzes beitragen, insbesondere durch die Bereitstellung von bis zu acht Stunden Stromversorgung [83–85].

Das K2-Hydro Projekt verwendet zwei reversible Francis-Turbinen mit einer Leistung von jeweils 125 MW. Das Wasser wird zwischen zwei Hauptreservoirs (in **Abbildung 23** ersichtlich), dem Wises Pit und dem Eldridge Pit, mit einem Volumen von 27 Gigaliter, gepumpt. Die maximale Fallhöhe beträgt 223 m, während die minimale Betriebsfallhöhe 167 m beträgt [83–85].



Abbildung 23: Übersicht von Ober- und Unterbecken mit Genex Solar Farm im Hintergrund [86]

Die **Abbildung 24** veranschaulicht sehr gut, wie so ein Pumpspeicherkraftwerk unter Tage aussieht. Man kann klar den Zufahrtstunnel zum unterirdischen Krafthaus sowie die einzelnen Schächte und den Triebwasserstollen erkennen.

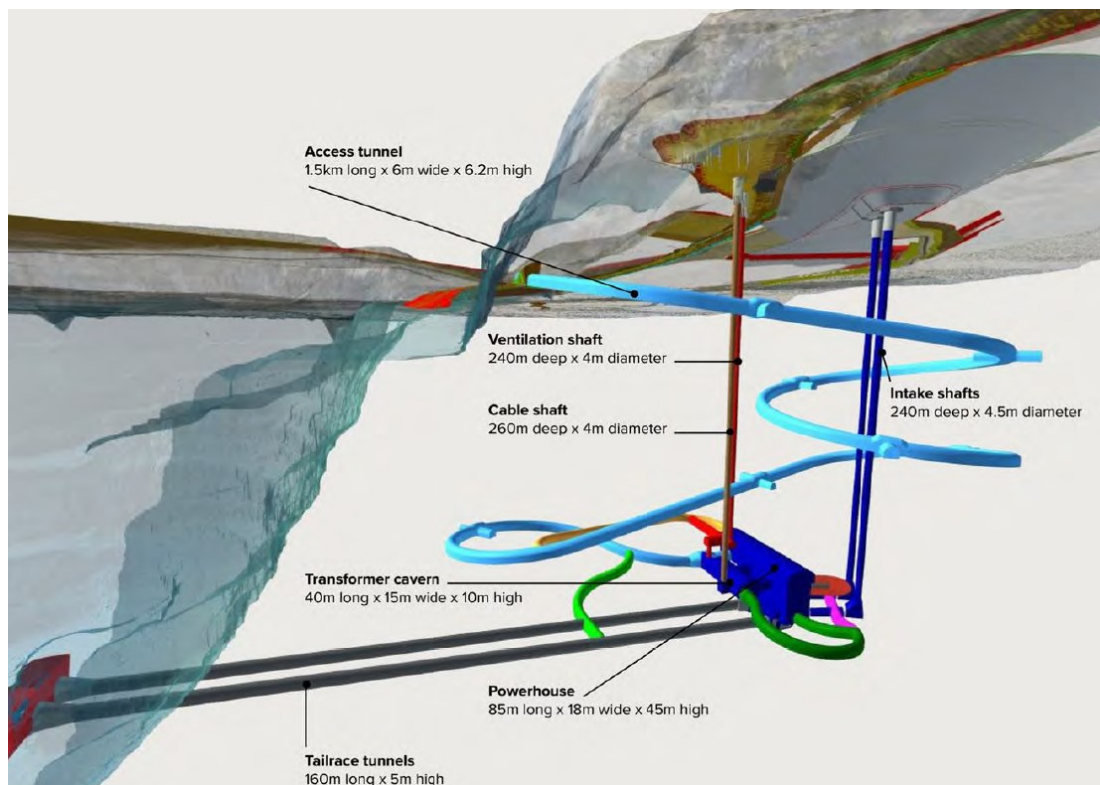


Abbildung 24: Illustration des Unterwasserkanals und des unterirdischen Krafthauses [85]

### Prosper Haniel, Deutschland

Das Projekt Prosper-Haniel in Deutschland stellt ein innovatives Beispiel für die Nutzung von Bergbauinfrastrukturen zur Implementierung eines Pumpspeicherkraftwerks dar. Dieses untertägige Pumpspeicherkraftwerk nutzt die Infrastruktur der ehemaligen Steinkohlenzeche Prosper-Haniel. Das Projekt hat eine installierte elektrische Leistung von 200 MW und eine Speicherkapazität von 750 MWh. Das Konzept der Anordnung der Anlage ist in **Abbildung 25** zu sehen. Die Fallhöhe beträgt etwa 530 m. Für den Betrieb des Pumpspeicherkraftwerks werden drei Maschinensätze verwendet, jeder mit einer Leistung von 67 MW, was insgesamt eine installierte Leistung von 200 MW ergibt. Die Gesamtmenge des Wasserspeichers beträgt etwa 575.000 m<sup>3</sup>, was für eine effektive Energiespeicherung und -nutzung sorgt. Der Schachtdurchmesser beträgt etwa 8 m [16,67].

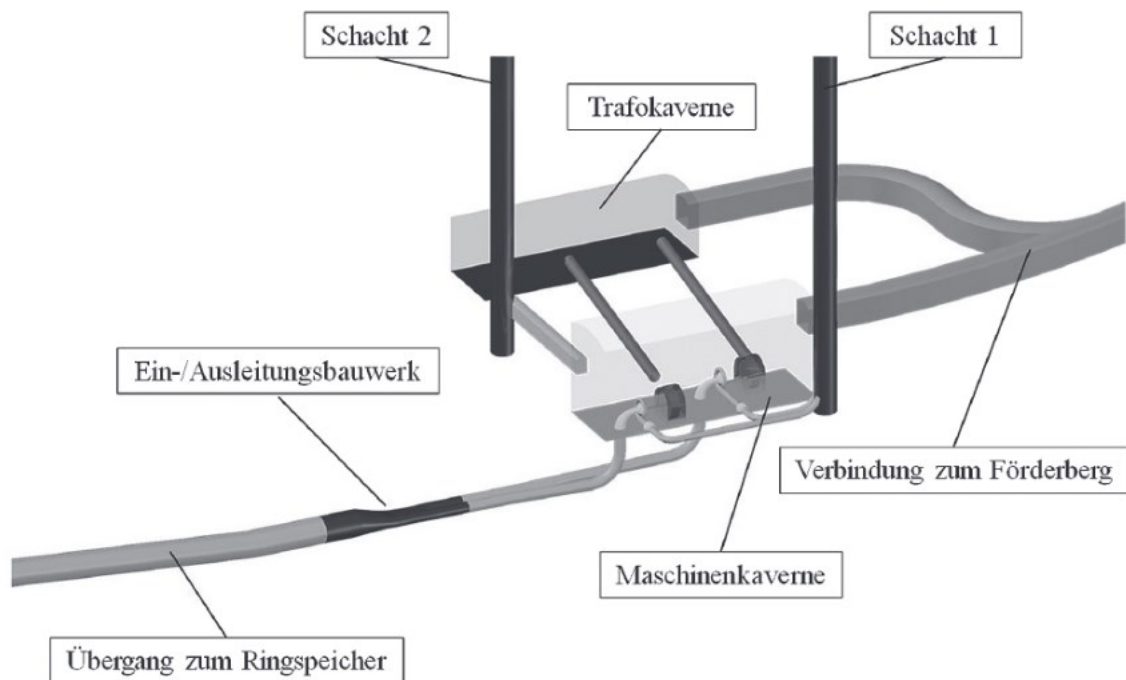


Abbildung 25: Anordnungskonzept der UPSH-Anlagen Prosper-Haniel [16]

### 3.3.2 Gravitative Energiespeicherung (UGES)

#### *Technische Grundlagen und Funktionsweise*

Gravitative Energiespeicherung (UGES, Underground Gravity Energy Storage) nutzt das Prinzip der potenziellen Energie durch das Anheben und Absenken schwerer Lasten in Bergwerksschächten. Elektromotoren/Generatoren wandeln diese mechanische Bewegung in elektrische Energie um, indem sie die Massen heben und dann beim Senken Energie

rückgewinnen [17]. Die Speicherkapazität des Systems wird bestimmt durch die Masse der Last, die Höhendifferenz zwischen den oberen und unteren Lagerstätten sowie die Gesamteffizienz des Systems. Die Leistungskapazität hängt von den Dimensionen des Schachtes, der Geschwindigkeit der Last, der Anzahl der Behälter im Schacht und der Effizienz der Ausrüstung ab [17]. Weiters sind die Analyse der Größe des Gewichts und die technischen Spezifikationen des Motors und der Leistungselektronik entscheidend, um die maximale Rampenrate, also die Geschwindigkeit, mit der die Leistung des Systems verändert werden kann, und das Spektrum der bereitgestellten Energiedienstleistungen zu bestimmen [87].

Die Energiespeicherkapazität eines Schwerkraftspeichers mit aufgehängten Gewichten in stillgelegten Bergwerksschächten ist durch die Gleichung

$$E_{UGES} = \eta \cdot g \cdot m \cdot d \cdot \alpha \quad (3)$$

gegeben, wobei  $E_{UGES}$  die gespeicherte Energie [MWh pro Zyklus],  $\eta$  der Wirkungsgrad,  $g$  die Erdbeschleunigung [9,81 m/s<sup>2</sup>],  $m$  die Masse des aufgehängten Gewichts [kg],  $d$  die nutzbare Tiefe des Grubenschachts [m] und  $\alpha = 2,7 \cdot 10^{-10}$ , der Einheitenumrechnungsfaktor [J/MWh] ist [19]. **Abbildung 26** zeigt so ein Speichersystem mit Hängegewichten.

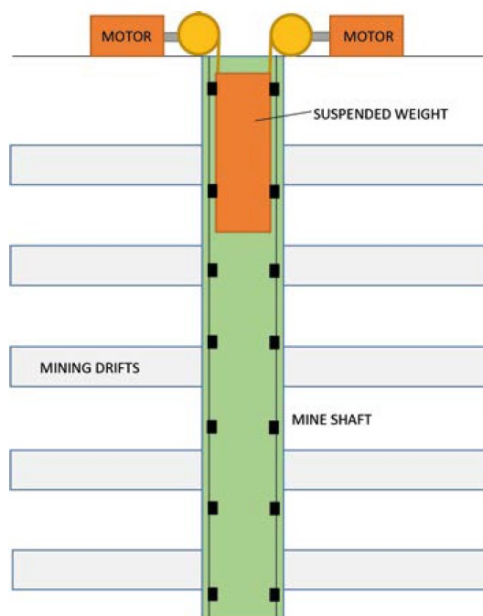


Abbildung 26: Schematische Darstellung des Schwerkraftspeichersystems mit Hängegewichten in stillgelegten Bergwerksschächten [19].



## ***Potenzial und Vorteile der Integration im Bergbau***

Die Integration gravitativer Energiespeicherung in Bergbauoperationen bietet signifikante Möglichkeiten, insbesondere durch die Nutzung stillgelegter Bergwerksschächte. Diese Schächte stellen eine bestehende Infrastruktur bereit, die ideal für Energiespeicherungseinrichtungen ist, da sie die notwendige Tiefe und vorhandene Hebevorrichtungen nutzen können. Die Speicherkapazität hängt von der Größe der Last und der Höhe ab, bis zu der die Masse angehoben wird [81]. Die technische Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit solcher Projekte variiert je nach Technologie und lokalen Gegebenheiten, was durch techno-ökonomische Analysen bewertet werden muss [82]. Ein Vorteil der gravitativen Energiespeicherung im Bergbau liegt in der Nutzung bestehender Infrastrukturen wie stillgelegter Bergwerksschächte, wodurch Umweltbelastungen und der Bedarf an neuen Bauten minimiert werden. Diese Systeme ermöglichen zudem sehr lange Energiespeicherzeiten, da beispielsweise Sand als Speichermedium verwendet wird, der keine Selbstentladung aufweist.[17].

## ***Herausforderungen bei der Implementierung im Bergbau***

Eine Herausforderung stellt die Notwendigkeit hocheffizienter Antriebssysteme dar, sowie die Kosten, die mit der Ausrüstung und dem Betrieb des Schachts verbunden sind. Es bedarf einer sorgfältigen Planung und Vorbereitung, um ein solches System verantwortungsvoll zu betreiben. Zudem müssen alle Aktivitäten im Einklang mit den geltenden bergbaulichen und umweltrechtlichen Vorschriften stehen, was die Komplexität erhöht [81].

## ***Fallbeispiele erfolgreicher Implementierung***

### **Midlands, Großbritannien**

In den Midlands wurde untersucht, wie verlassene Minen gravitative Energiespeicher nutzen könnten. Hier wurde geschätzt, dass eine Speicherkapazität von bis zu 804 MWh erreicht werden könnte, indem Gewichte in tiefen Minenschächten suspendiert werden [87].

### **Budryk-Bergwerk, Polen**

Das gravitative Energiespeichersystem im Budryk-Bergwerk verwendet die vorhandenen Schächte, die eine Tiefe von 983,3 m und einen Durchmesser von 7,6 bis 7,84 m aufweisen. Die Leistung der Fördermaschine beträgt 2.400 kW, die Hublänge beträgt 929,14 m, und die Nutzlast beträgt 12.500 kg [18]. **Abbildung 27** stellt den schematischen Aufbau des Schachtes und der Fördermaschinen dar.

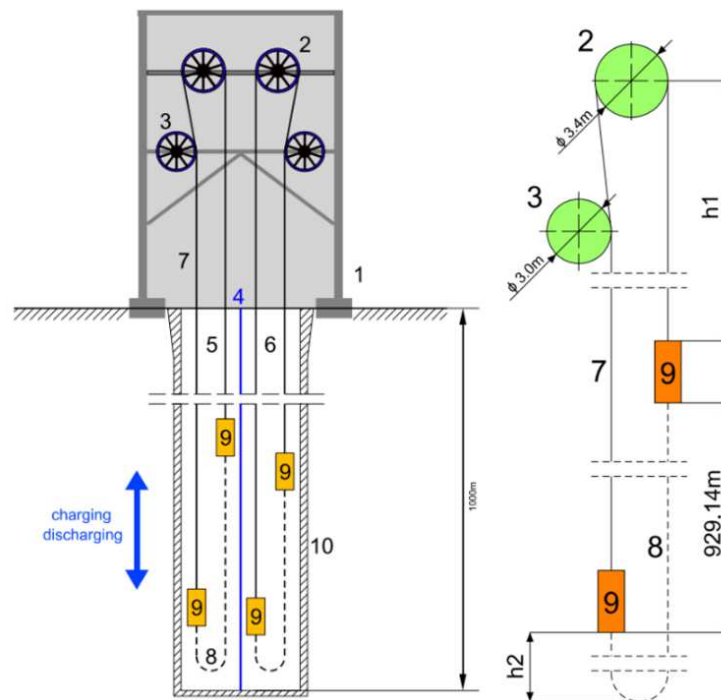


Abbildung 27: Schematischer Aufbau der Budryk-Schachtfördermaschine [18]

(1) Hubgerüst (Turm), (2) Koepe Riemenscheibe mit Motor, (3) Umlenkrolle, (4) Trennbalken, (5) West Teilschacht, (6) Ost Teilschacht, (7) Förderseile, (8) Ausgleichsseile, (9) Fangkorb (eingebautes Eigengewicht), (10) Schachtröhren mit Auskleidung

Die Analyse des Budryk-Bergwerks zeigt, dass die Implementierung eines gravitativen Energiespeichersystems sowohl wirtschaftlich als auch technisch herausfordernd ist. Trotz der Nutzung vorhandener Bergbauinfrastrukturen sind die hohen Investitionskosten eine Hürde. Die begrenzte Speicherkapazität von etwa 28,48 kWh pro Zyklus und die niedrigen Energiepreise reichen nicht aus, um das Projekt rentabel zu machen. Zu den wichtigsten Herausforderungen zählen die hohen Kosten für Anpassung und Betrieb, die begrenzte Speicherkapazität, die technische Komplexität hinsichtlich geotechnischer Stabilität und Gewichtsdimensionierung sowie die spekulative wirtschaftliche Rentabilität, die stark von Energiepreisschwankungen abhängt [18].

Trotz der wirtschaftlichen und technischen Herausforderungen des Budryk-Projekts bleibt die Weiterentwicklung gravitativer Energiespeicher sinnvoll. Angesichts des zunehmenden Anteils erneuerbarer Energien und der damit verbundenen Stromspitzen wird die Fähigkeit, überschüssige Energie effizient zu speichern, immer wichtiger. Fortgesetzte Forschung und Optimierung könnten die aktuellen Hürden überwinden und diese Technologie zu einer wertvollen Ergänzung nachhaltiger Energiesysteme machen.

## UGES-Fallstudie

In dieser Fallstudie zu Underground Gravity Energy Storage (UGES) wird die Methode untersucht, große Mengen Sand in einem vertikalen Schacht zu heben und zu senken, um in stillgelegten unterirdischen Minen genutzt zu werden. Diese Methode nutzt die potenzielle Energie des gehobenen Sands, die beim Senken in elektrische Energie umgewandelt wird. UGES kann Energiezyklen speichern, die von wöchentlich bis mehrjährig reichen. Ein wesentlicher Vorteil dieses Systems ist die Fähigkeit, Energie über lange Zeiträume ohne Selbstentladung zu speichern. Dies wird durch die Verwendung von Sand als Speichermedium erreicht, was zudem keine Risiken für die Kontamination von Grundwasser birgt, im Gegensatz zu Alternativen wie der unterirdischen Wasserkraftspeicherung [17].

**Abbildung 28** zeigt die Anordnung der oberen und unteren Lagerplätze im geladenen und entladenen Zustand. Die Abbildung verdeutlicht, wie der Sand im oberen Speicherbereich angehäuft wird, wenn die Anlage geladen ist, und wie er in den unteren Bereich des Minenschachts transportiert wird, wenn die Anlage entladen wird. Dies veranschaulicht den Prozess der Energiewandlung und -speicherung durch die Bewegung des Sands zwischen den beiden Speicherorten.

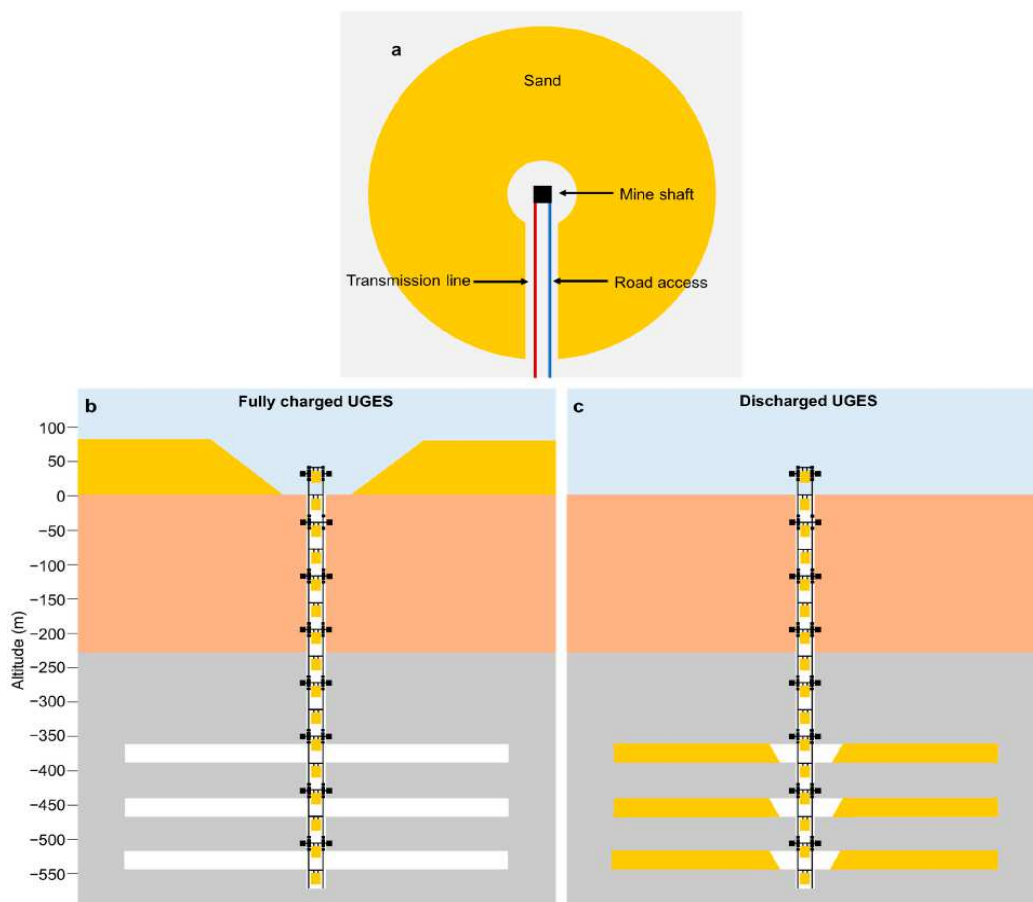


Abbildung 28: UGES Ober- und Unterlager: geladen und entladen [17].

- (a) Oberer Speicherbereich: Sand wird um den Minenschacht angehäuft, wenn die Anlage geladen ist.  
 (b) Vollständig geladenes UGES-System: Oberer Speicherbereich gefüllt, maximale potenzielle Energie. (c) Entladenes UGES-System: Sand im unteren Speicherbereich der Mine, Umwandlung von potenzieller in elektrische Energie.

### 3.3.3 Druckluftspeicherung (CAES)

#### Technische Grundlagen und Funktionsweise

Die Grundlagen der komprimierten Luftenergiespeicherung (CAES) betreffen die Umwandlung von elektrischer Energie in mechanische Energie durch die Kompression von Luft, die dann unter hohem Druck in unterirdischen Reservoirs gespeichert wird. Diese Reservoirs sind natürliche oder künstlich geschaffene Kavernen. Bei Bedarf wird die gespeicherte Luft erhitzt, expandiert in einer Turbine und treibt einen Generator zur Stromerzeugung an [82].

Moderne CAES-Systeme können in zwei Typen unterteilt werden: diabatische und adiabatische Systeme. Diabatische Systeme nutzen externe Wärmequellen zur Erwärmung der Luft vor der Expansion, während adiabatische Systeme die Wärme, die während der Kompression erzeugt wird, speichern und später wiederverwenden, was zu einer höheren Energieeffizienz führt [87]. In **Abbildung 29** ist ein Schema einer CAES-Anlage dargestellt wobei sich Turbine und Kompressor an der Oberfläche und der Druckluftspeicher unter Tage befinden.

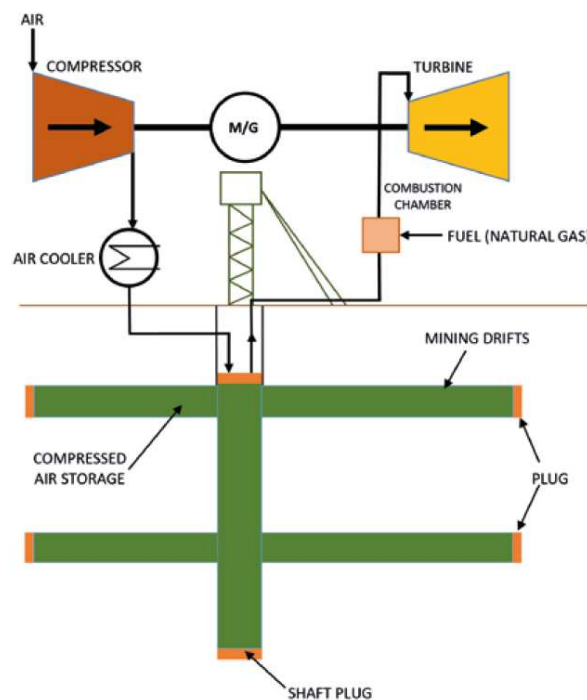


Abbildung 29: Schema der Druckluftenergiespeicheranlage im Untertagebergwerk [19].

Die Energiespeicherkapazität des Druckluftspeichersystems, das geschlossene unterirdische Bergwerke als Druckluftspeicher verwendet, ist durch Gleichung (4) gegeben:

$$E_{CAES} = [(\dot{m}_a + \dot{m}_F) \cdot (h_3 - h_4) \cdot \eta \cdot t] \cdot \alpha \quad (4)$$

wobei  $E_{CAES}$  die gespeicherte Energie [MWh pro Zyklus],  $\dot{m}_a$  der Luftmassenstrom [kg/s],  $\dot{m}_F$  der Brennstoffmassenstrom (z. B. Erdgas) [kg/s],  $h_3$  und  $h_4$  die Enthalpien in der Expansionsstufe (Gasturbine) [kJ/kg],  $\eta$  der Gasturbinenwirkungsgrad,  $t$  die Zykluszeit und  $\alpha = 1 \cdot 10^{-3}$  der Einheitenumrechnungsfaktor [kWh/MWh] sind [19].

### ***Potenzial und Vorteile der Integration im Bergbau***

Die Integration von CAES im Bergbau nutzt die vorhandenen unterirdischen Hohlräume, die durch frühere Bergbauaktivitäten entstanden sind, zur Speicherung von Druckluft. Diese Hohlräume bieten aufgrund ihrer Tiefe und geologischen Beschaffenheit ideale Voraussetzungen für die Energiespeicherung [82,88,89].

Die vorhandene Bergbauinfrastruktur ermöglicht eine kosteneffiziente Umsetzung von CAES-Projekten, insbesondere in Regionen mit rückläufigem Bergbau. Dies unterstützt die wirtschaftliche Revitalisierung durch nachhaltige Energielösungen und fördert die lokale Akzeptanz [82,88,89].

Durch die Wiederverwendung von unterirdischen Hohlräumen und bestehender Infrastruktur werden neue, nachhaltige Energielösungen geschaffen, die zur lokalen Akzeptanz solcher Projekte beitragen [82,88,89].

Zusätzlich tragen CAES-Systeme zur Stabilisierung des Stromnetzes bei, indem sie eine zuverlässige Energiequelle bei Schwankungen in der Energieversorgung bereitstellen. Diese Systeme sind besonders vorteilhaft in Kombination mit erneuerbaren Energien, da sie dazu beitragen, die intermittierende Energieerzeugung zu glätten [67].

### ***Herausforderungen bei der Implementierung im Bergbau***

Bei der Implementierung von CAES (Compressed Air Energy Storage) im Bergbau bestehen mehrere wesentliche Herausforderungen. Eine der Hauptanforderungen ist die geologische Stabilität und Dichtigkeit der unterirdischen Kavernen. Die Dichtigkeit ist entscheidend, um Luftverluste zu verhindern, die die Effizienz und Wirtschaftlichkeit des Energiespeichersystems erheblich beeinträchtigen können. Durch unzureichende Dichtigkeit könnten Luftverluste auftreten, die zu einem unkontrollierten Druckabfall und damit zu einem Verlust der gespeicherten Energie führen würden [90].

Zusätzlich stellt die Langzeitintegrität der Speicherstätten eine bedeutende Herausforderung dar. Langzeitintegrität umfasst die physische Stabilität der Kavernen und die Fähigkeit, über lange Zeiträume hinweg sicher und effizient Druckluft zu speichern. Dies erfordert umfassende geotechnische und umwelttechnische Bewertungen, um potenzielle Risiken zu identifizieren und geeignete Maßnahmen zu deren Minderung zu entwickeln [90].

### ***Fallbeispiele erfolgreicher Implementierung***

#### **Norton Mine, USA**

Die Norton CAES-Anlage befindet sich in der Norton Mine in Ohio, USA. Ursprünglich wurde die Mine in den 1940er Jahren zur Gewinnung von hochreinem Calciumcarbonat genutzt und 1976 stillgelegt. Im Jahr 1999 begann die Umwandlung in ein Druckluftspeichergefäß. In der Norton Mine wird ein adiabatisches System verwendet, bei dem die Wärme des Kompressionsprozesses gespeichert und später zur Erwärmung der expandierenden Luft genutzt wird, was die Effizienz des Systems verbessert. Die Anlage speichert Energie, indem komprimierte Luft auf etwa 538 °C erhitzt und durch Hochleistungsturbinen von General Electric (GE) geleitet wird, um bei Spitzenlasten Strom zu erzeugen. Die Mine hat ein Fassungsvermögen von etwa 9,57 Mio. m<sup>3</sup> und befindet sich 670 m unter der Oberfläche. Bei einem Druck von bis zu 6,9 MPa kann sie bis zu 2.700 MWh Energie speichern. Die Mine bleibt stabil unter Druckbelastungen, wobei der Luftdruck die Belastung auf die Minenwände entlastet, jedoch innerhalb der elastischen Eigenschaften des Kalksteins bleibt [91,92].

**Abbildung 30** veranschaulicht die Hauptkomponenten des CAES-Systems in der Norton Mine. Der Motor-Kompressor-Zug (M und C) besteht aus einem Motor (M), der den Kompressor (C) antreibt. Der Kompressor verdichtet die Luft und speichert sie in einem unterirdischen Reservoir. Der Turbinen-Generator-Zug (T und G) nutzt die expandierende, erhitzte Luft aus dem Reservoir, um die Turbine (T) anzutreiben, welche wiederum den Generator (G) zur Erzeugung elektrischer Energie betreibt. Der Rekuperator fängt die Abwärme der Turbinenabgase ein und nutzt sie zur Vorwärmung der Luft vor dem Eintritt in die Turbine, was die Effizienz des Systems steigert. Diese Komponenten arbeiten zusammen, um eine effiziente Speicherung und Nutzung der komprimierten Luft zur Stromerzeugung zu gewährleisten [92].

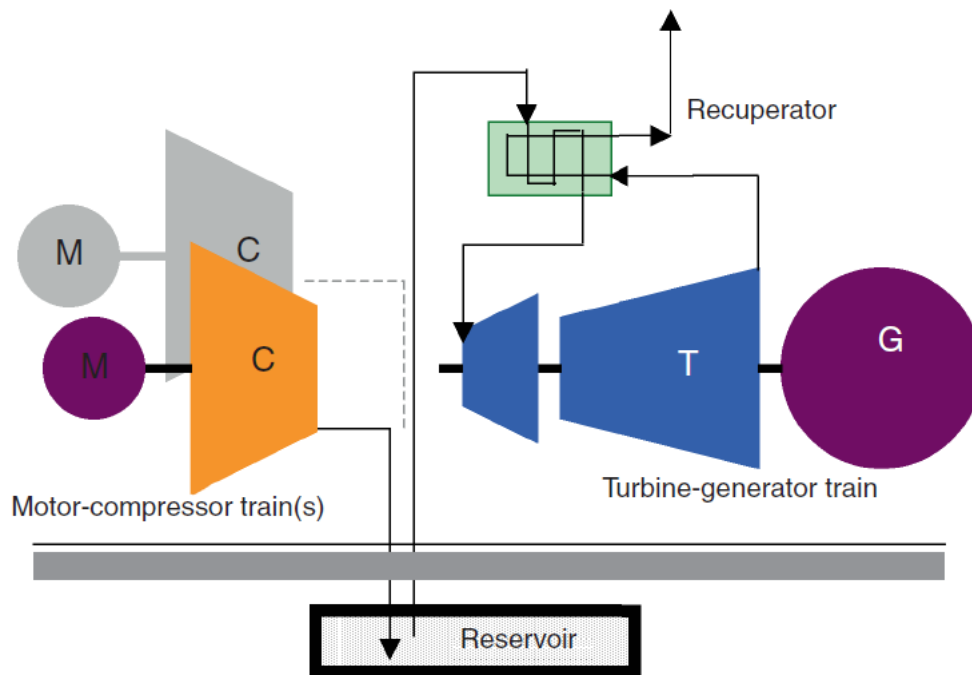


Abbildung 30: Wichtige mechanische Komponenten des CAES Systems [92]

### 3.3.4 Zusammenfassung der Energiespeicherung

Dieser Abschnitt hat die Anwendung verschiedener Energiespeichertechnologien im Bergbau untersucht, um die einzigartigen geologischen und strukturellen Bedingungen effektiv zu nutzen. Insbesondere wurden die Druckluftenergiespeicherung (CAES), Pumpspeicherkraftwerke und gravitative Energiespeicherung hervorgehoben. Diese Technologien nutzen unterirdische Hohlräume, Höhenunterschiede und die Schwerkraft, um Energie effizient zu speichern und wieder freizugeben, wobei bestehende Bergbauinfrastrukturen umfunktioniert werden. Gemeinsam bieten diese Ansätze nachhaltige Möglichkeiten zur Verbesserung der Energieeffizienz und unterstützen den Übergang zu einer kohlenstoffarmen Energieversorgung. Herausforderungen bestehen in der Sicherstellung der geologischen Stabilität und der Einhaltung von Umwelt- und Sicherheitsvorschriften. Erfolgreiche Implementierungen, wie die CAES-Anlage in Huntorf und das Kidston Pumpspeicher-Hydroprojekt, demonstrieren das Potenzial dieser Technologien im Bergbausektor.

## 3.4 Innovative Energienutzung

### 3.4.1 Sprengung

#### *Technische Grundlagen und Funktionsweise*

Die Nutzung von Vibrationen umfasst verschiedene Technologien zur Umwandlung mechanischer Energie aus Umgebungsquellen in elektrische Energie. Zu den Haupttechnologien gehören piezoelektrische, elektrostatische und elektromagnetische Verfahren, die in speziellen Mikrogeneratoren eingesetzt werden. Diese Mikrogeneratoren sind fähig, selbst geringe Energiemengen im Bereich von Mikro- und Milliwatt effizient zu erfassen und umzuwandeln [93]. Zusätzlich wurde die Technologie der kugelförmigen magnetoelastischen Generatoren entwickelt, die multidirektionalen Vibrationen aufnehmen und an eine breite Palette natürlicher Schwingungsfrequenzen anpassen können. Diese Generatoren zeichnen sich durch eine Resonanzfrequenz von 24 Hz und eine Arbeitsbandbreite von 15 Hz im Niederfrequenzbereich aus, was sie besonders vielseitig macht. Sie haben eine niedrige innere Impedanz von  $70 \Omega$  und können eine maximale Kurzschlussstromdichte von  $7.962 \text{ A}\cdot\text{m}^2$  sowie eine Leistungsdichte von  $15.1 \text{ mW}\cdot\text{m}^2$  liefern, was ihre Anwendbarkeit in verschiedenen Industrieumgebungen unterstreicht [94].

In der Praxis wird nur ein kleiner Teil der freigesetzten Sprengenergie tatsächlich zur Fragmentierung des Gesteins genutzt. Studien haben ergeben, dass nur etwa 15 % der Sprengenergie für die gewünschte Fragmentierung verwendet wird, während der Rest in Form von unerwünschten Effekten verloren geht:

- Fraktur in situ: < 1 %
- Brechen: 15 %
- Verschiebung: 4 %
- Zerdrückung in der Nähe des Bohrlochs: 1,5 bis 2 %
- Fliegendes Gestein: < 1 %
- Deformation des festen Gesteins hinter dem Schuss: < 1 %
- Bodenschwingungen: 40 %
- Luftdruck/ Lärm: 38 bis 39 %

Ein bedeutender Teil der Sprengenergie wird als seismische Energie freigesetzt, die sich als Bodenerschütterungen manifestiert. Diese Erschütterungen können erhebliche Umweltauswirkungen haben und die Stabilität umliegender Strukturen gefährden [20].



**Abbildung 31** veranschaulicht die verschiedenen Wellenarten, die bei der Sprengung entstehen. Sie zeigt die Raumwellen, zu denen P-Wellen (primäre Wellen) und S-Wellen (sekundäre Wellen) gehören und die Oberflächenwellen, zu denen Rayleigh- und Love-Wellen zählen.

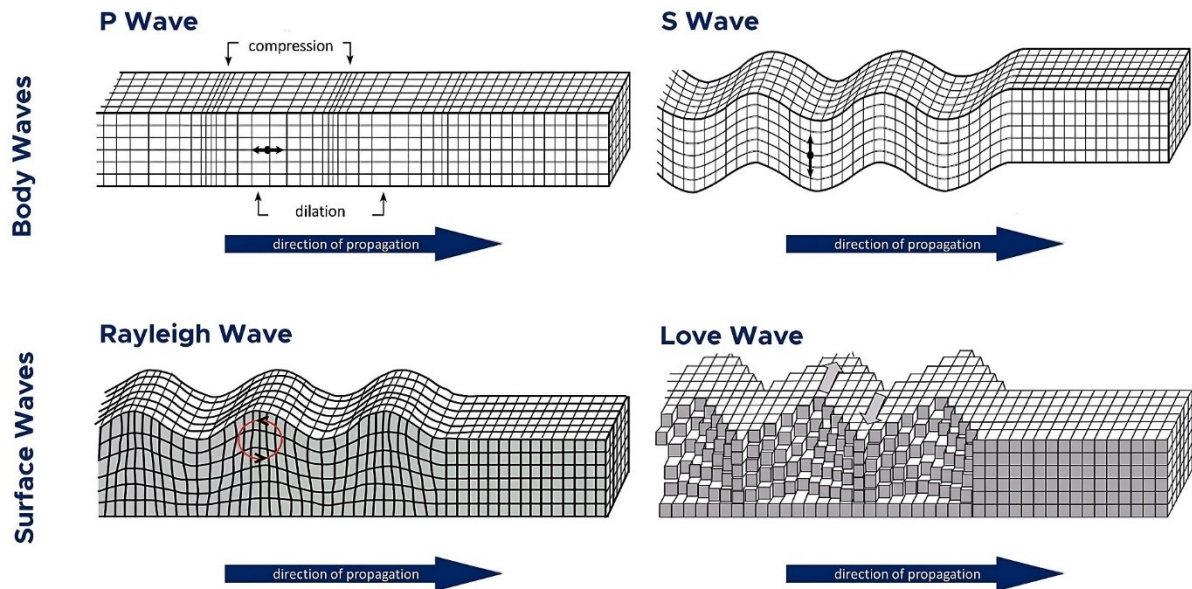


Abbildung 31: Seismische Wellenausbreitung [95].

Die folgende **Tabelle 8** gibt einen Überblick über das Nutzungspotenzial von Energie aus explosionsbedingten Vibrationen in verschiedenen Bereichen:

Tabelle 8: Nutzungspotenzial von Energie aus Schockwellen

Bereich	Beschreibung
<b>Seismische Energiebewertung</b>	Die aus explosiven Schockwellen gewonnene Energie kann bewertet und geschätzt werden, um die Leistung von Sprengungen und deren Auswirkungen auf die Umgebung zu verstehen. Dies kann durch die Analyse der seismischen Energie, die in verschiedenen Entfernungen vom Sprengort dissipiert wird, mithilfe von Signalverarbeitungssoftware erfolgen. In den Studien von Garimella (2019) wurden seismische Energiedaten von Sprengungen in verschiedenen Gesteinsformationen gesammelt und analysiert, um die Effizienz der Sprengenergie zu bewerten [20].
<b>Stromerzeugung</b>	Die Energie aus explosiven Schockwellen kann in elektrische Energie umgewandelt werden, indem innovative Techniken zur Erzeugung erneuerbarer Energie, wie die Piezoelektrizität, genutzt werden. Piezo-Generatoren können unerwünschte Bodenvibrationen in nützliche elektrische Energie umwandeln, die zum Betreiben von stromsparenden Schaltkreisen oder lastabhängigen Umgebungsenergiequellen

	verwendet werden kann. In verschiedenen Tests wurde elektrische Energie aus Bodenschwingungen von bis zu mehreren tausend Millivolt und Energien in der Größenordnung von mehreren Millionen Mikrojoule erzeugt [20].
<b>Energieerfassung</b>	Die Energie aus explosiven Schockwellen kann mit fortschrittlichen Technologien wie triboelektrischen Nanogeneratoren genutzt werden, die Vibrationsenergie in elektrische Energie umwandeln. Diese Energie kann als nachhaltige Energiequelle für tragbare Elektronik und tragbare Sensoren verwendet werden [96].
<b>Verbesserung der Bergbauleistung</b>	Im Kontext des Bergbaus kann die Energie aus explosiven Schockwellen genutzt werden, um die Leistung der Mine zu steigern, indem die Zerstörung von Gestein gerechtfertigt und der Sprengstoffverbrauch reduziert wird [97]. Die in der Dissertation von Garimella (2019) entwickelten Piezo-Generatoren zeigen das Potenzial, die Effizienz der Sprengungen zu erhöhen und gleichzeitig die Umweltauswirkungen zu minimieren [20].

### ***Potenzial und Vorteile der Integration im Bergbau***

Die Umwandlung von Energie aus explosionsinduzierten seismischen Vibrationen in elektrische Energie kann im Bergbau von Bedeutung sein. Diese Technologien ermöglichen es, die sonst verschwendete Energie aus Explosionsvibrationen für das Betreiben von niedrigerenergetischen Schaltkreisen oder anderen strombasierten Lasten zu nutzen. Im speziellen Kontext des Bergbaus wurde die Piezo-Gen Technologie entwickelt, die speziell darauf ausgelegt ist, Energie aus seismischen Vibrationen effektiv zu nutzen, was zu einer nachhaltigeren Entwicklung im Bergbau von mineralischen und fossilen Energiequellen führt [98]. Weitere Untersuchungen befassen sich mit der Energieverteilung und den Charakteristika von Bodenvibrationen, die durch Tiefbohrungen verursacht werden, um die Sprengtechnik zu verbessern und den Sprengstoffverbrauch zu reduzieren [99]. Die Hauptvorteile der Aufnahme von Schwingungsenergie umfassen die effiziente Nutzung einer bislang nicht ausgeschöpften Ressource und die Fähigkeit, elektrische Energie in abgelegenen oder schwer zugänglichen Gebieten bereitzustellen. Diese Technologien unterstützen nachhaltige Energiepraktiken, indem sie sonst verschwendete Energie verwerten.

### ***Herausforderungen bei der Implementierung im Bergbau***

Die Effektivität der Energierückgewinnung aus explosionsbedingten Vibrationen ist abhängig von verschiedenen Faktoren wie der Gesteinsbeschaffenheit, der Nähe zur Explosionsquelle und den Eigenschaften der Sprengladung. Diese Faktoren erschweren die

Vorhersage der Energieausbeute und die Planung entsprechender Energierückgewinnungsmaßnahmen. Zusätzliche technische Herausforderungen umfassen die Anpassung an unterschiedliche Vibrationsfrequenzen und die Entwicklung von langlebigen und effizienten Energiespeichersystemen [20]. Moderne MEMS-basierte Beschleunigungssensoren, die in drahtlosen Sensor-Netzwerken eingesetzt werden, können zwar feine Vibrationen erfassen, müssen jedoch für den Einsatz in Bergbauumgebungen weiterentwickelt werden, insbesondere im Hinblick auf ihre Energieversorgung und die Reichweite der Funkmodule [100].

## Beispiele erfolgreicher Implementierung

### Dissertation Garimella

Ein illustratives Beispiel für die erfolgreiche Nutzung von Explosionsvibrationen im Bergbau zeigt die Integration von piezoelektronischen Aufnehmern, die in einer detaillierten Studie untersucht wurden. Diese Studie bewertet und schätzt die seismische Energie, die durch explosionsbedingte Bodenvibrationen in verschiedenen Gesteinsarten wie hartem Kalkstein, weichem Kalkstein, unterirdischer Kohle, Sandstein und Granit übertragen wird [20].

Die Tests umfassten die Platzierung von Sensoren in Entfernungen von 15 m bis 2.000 m vom Sprengort, um die durch Sprengoperationen induzierten Bodenvibrationen effektiv zu erfassen. Dabei wurden insgesamt 66 seismische Ereignisse in Kalkstein, 36 in Kohle, 41 in Sandstein und 94 in Granit analysiert. Die gesammelten Daten zeigten, dass die seismische Energie je nach Gesteinsformation variierte, wobei die höchste Energie bei 2.738.832,38  $\mu\text{J}$  in Sandstein gemessen wurde. In **Abbildung 32** zeigt a) den Anschlussaufbau des Piezo-Wandler-Systems, der zur Erfassung der Vibrationen verwendet wird, b) einen piezoelektrischen Motor, während c) einen gängigen piezoelektrischen Sensor darstellt [20].

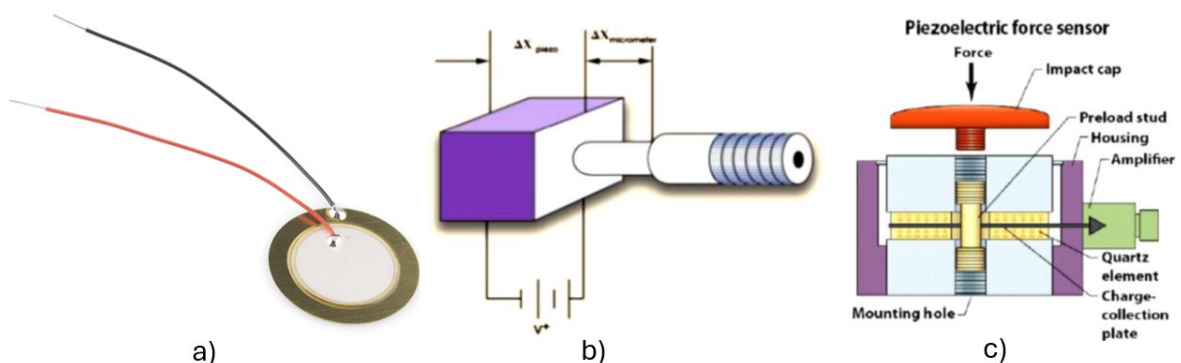


Abbildung 32: a) Piezo-Element [101]; b) Piezoelektrischer Motor; c) Piezoelektrischer Sensor [20]

**Abbildung 33** stellt die tatsächliche Installation und den Betrieb solch eines Piezo-Aufnehmer in einer realen Umgebung dar.



Abbildung 33: Im Boden platzierter Piezo-Aufnehmer [20]

### 3.4.2 Transportsysteme

#### *Technische Grundlagen und Funktionsweise*

Im Bergbau werden verschiedene nachhaltige Transportsysteme eingesetzt, um die Energieeffizienz zu verbessern und Emissionen zu reduzieren. Zu den Schlüsseltechnologien gehören regenerative Förderbandanlagen, Trolley-Unterstützungssysteme und batteriebetriebene Trolley-Elektro-LKWs. Regenerative Förderbandanlagen sind besonders effektiv in Situationen, in denen Material abwärts transportiert wird. Sie nutzen die potenzielle Gravitationsenergie, um Elektrizität zu erzeugen, die dann ins Netz eingespeist wird [23]. Trolley-Systeme bieten eine direkte elektrische Versorgung für LKWs, besonders beim Bergauffahren, was zu einer Reduktion des Kraftstoffverbrauchs um bis zu 85 % pro Zyklus führen kann [21]. Batterie-Trolley-Elektro-LKWs im Rahmen des SIMS-Projekts (Sustainable Intelligent Mining Systems) reduzieren Emissionen und Lärm erheblich und verbessern die Arbeitsbedingungen in Tagebauen, indem sie während der Fahrt aufgeladen werden und die Batterie regenerieren [22].

### ***Potenzial und Vorteile der Integration im Bergbau***

Die Integration dieser Technologien in Bergbauoperationen kann erhebliche ökologische und ökonomische Vorteile bieten. Regenerative Förderbänder und Trolley-Systeme haben das Potenzial, den Energieverbrauch deutlich zu senken und die Produktivität zu erhöhen. Beispielsweise können Trolley-Systeme die Geschwindigkeit der LKWs um bis zu 44 % steigern und die Fahrzeit um 16 % reduzieren, was nicht nur den Energieverbrauch minimiert, sondern auch die Gesamtproduktivität erhöht [21]. Der Einsatz von regenerativen Systemen kann zudem zu einer Reduzierung der Betriebskosten führen, da weniger Energie zum Antrieb der Systeme benötigt wird [23].

Die Vorteile nachhaltiger Transportsysteme im Bergbau umfassen eine reduzierte Umweltbelastung durch geringere Emissionen und Energieverbrauch sowie Kosteneinsparungen durch effizientere Prozesse und geringeren Kraftstoffverbrauch. Beispielsweise haben Studien gezeigt, dass der Einsatz von Trolley-Systemen nicht nur die Treibstoffkosten senkt, sondern auch die Umweltbelastung durch verringerte Diversemissionen deutlich reduziert [21,102].

### ***Herausforderungen bei der Implementierung im Bergbau***

Die Herausforderungen bei der Implementierung dieser Systeme umfassen jedoch hohe Anfangsinvestitionen, technische Einschränkungen und die Abhängigkeit von spezifischer Infrastruktur wie Oberleitungen. Zudem erfordern solche Systeme oft umfangreiche Wartungsarbeiten und eine sorgfältige Planung, um Störungen zu minimieren und die Verfügbarkeit zu maximieren [23,102].

### ***Fallbeispiele erfolgreicher Implementierung***

#### **Regenerative Förderbandanlagen, Polen**

Im Klodzko-Tal in Niederschlesien, Südwestpolen, wurde die erfolgreiche Implementierung von regenerativen Förderbandanlagen beobachtet. Diese Technologie wird genutzt, um die potenzielle Gravitationsenergie, die beim Transport von Tonnen von Rohmaterial anfällt, effektiv zurückzugewinnen. Studien aus dieser Region betonen das hohe Potenzial durch diese Systeme, was sie besonders geeignet für den Einsatz in Tagebauen macht. Durch die Installation der regenerativen Förderbandanlagen konnten nicht nur die Energiekosten signifikant gesenkt, sondern auch die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu herkömmlichen Transportmethoden drastisch reduziert werden [23].

### Trolley-Systeme am Erzberg, Österreich

Das Trolley-System am Erzberg in Österreich zeigt weitere Vorteile der nachhaltigen Transportsysteme. Durch die Implementierung dieses Systems konnten die Treibstoffkosten signifikant gesenkt und die Produktivität gesteigert werden. SLKWs, die mit Strom aus Oberleitungen betrieben werden, haben eine um 44 % erhöhte Steiggeschwindigkeit und eine um 16 % reduzierte Reisezeit erfahren. Dies führt nicht nur zu einer Verringerung des Energieverbrauchs, sondern auch zu einer erhöhten Transporteffizienz, was die Gesamtkosten der Bergbauoperationen senkt [21]. **Abbildung 34** zeigt einen Liebherr T236 mit Stangenstromabnehmer, sowie den Oberleitungsbetrieb dieser T236.

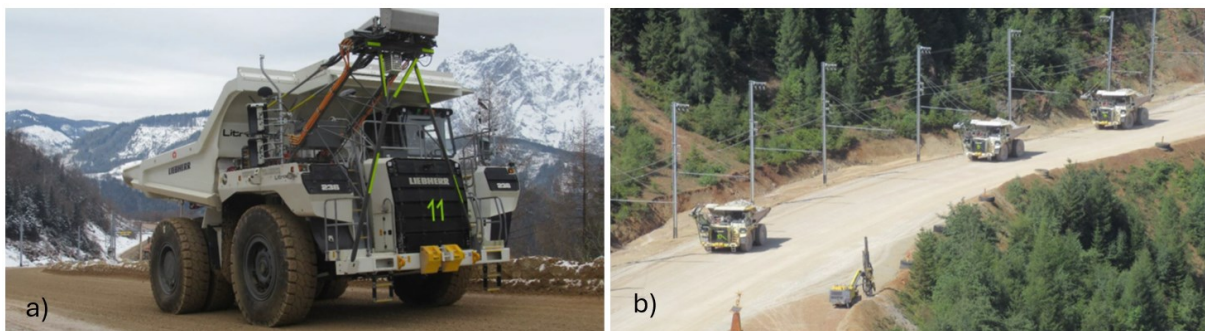


Abbildung 34: a) Liebherr T236 mit Stangenstromabnehmern für Oberleitungsbetrieb; b) Liebherr T236 im Oberleitungsbetrieb [21]

### 3.4.3 Bewetterung

#### *Technische Grundlagen und Funktionsweise*

Bergbau-Bewetterungssysteme sind entscheidend für die Aufrechterhaltung einer sicheren und effizienten Arbeitsumgebung. Ein zentrales Element dieser Systeme ist das Bewetterungsnetzwerk, das sorgfältig geplant werden muss, um eine optimale Luftzirkulation zu gewährleisten. Das System besteht aus Haupt- und Zusatzlüftern, die strategisch positioniert sind, um frische Luft in die Minenschächte zu leiten und verbrauchte Luft abzuführen. Die Verwendung von Grubenwasser als Kühlquelle ist eine innovative Methode, um die durch Bergbauoperationen und geologische Bedingungen verursachte Wärme zu bekämpfen. Zusätzlich werden oft Kühlmaschinen installiert, um die Lufttemperatur weiter zu senken, insbesondere in tiefen und heißen Minen, wo extreme Bedingungen herrschen [24].

Luftkanäle, verstellbare Dämme und kontrollierbare Belüftungsfenster sind wichtige Komponenten, die zur Regulierung des Luftstroms beitragen. Diese Anpassungen sind notwendig, um auf die ständigen Veränderungen in der Mine, wie neue Abbaustellen oder

geschlossene Bereiche, reagieren zu können. Die Effektivität des Systems hängt stark von der korrekten Wartung und der regelmäßigen Überprüfung dieser Komponenten ab [24].

### ***Potenzial und Vorteile der Integration im Bergbau***

Die Integration fortschrittlicher Bewetterungssysteme im Bergbau bietet signifikantes Potenzial zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Senkung der Betriebskosten. Da Bewetterungssysteme zwischen 25 und 50 % der Energie in unterirdischen Bergwerken benötigen, können durch die Optimierung dieser Systeme erhebliche Energieeinsparungen erreicht werden. Technologien wie die Wärmerückgewinnung aus abgeführter Luft und der Einsatz von Windturbinen zur Energieerzeugung aus dem Luftstrom können zur Reduzierung des Gesamtenergieverbrauchs beitragen [103].

Darüber hinaus ermöglicht die Automatisierung von Lüftersystemen durch den Einsatz intelligenter Steuerungen eine dynamische Anpassung der Luftmengen basierend auf den tatsächlichen Bedürfnissen und Bedingungen in der Mine. Dies führt zu einer präziseren Kontrolle und weiteren Energieeinsparungen, da Lüfter nur dann auf voller Leistung laufen, wenn es absolut notwendig ist [103].

Die Vorteile optimierter Bewetterungssysteme umfassen eine verbesserte Luftqualität, was direkt zu einer erhöhten Sicherheit und Gesundheit der Bergarbeiter führt. Durch die Reduzierung von Überhitzung und Feuchtigkeit können Arbeitsbedingungen deutlich verbessert werden. Energieeffiziente Lüftersysteme und die Nutzung von regenerativer Energie tragen zudem zu einer Reduzierung der Umweltbelastung bei, indem sie den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck der Bergbauaktivitäten verringern [25,103].

### ***Herausforderungen bei der Implementierung im Bergbau***

Zu den Herausforderungen gehört die Notwendigkeit großer Anfangsinvestitionen für die Modernisierung alter Systeme oder die Implementierung neuer Technologien. Widerstände gegenüber technologischen Veränderungen innerhalb der Organisation können ebenfalls eine Rolle spielen. Zudem erfordert die Integration neuer Systeme oft eine umfassende Schulung des Personals, um sicherzustellen, dass die neuen Technologien effektiv genutzt und gewartet werden [25,103].

## **Fallbeispiele erfolgreicher Implementierung**

### **Jinqu Gold Mine, China**

In der Jinqu Goldmine wurde das Bewetterungssystem umfassend überarbeitet, um die hohen Temperaturen und die Luftfeuchtigkeit zu bekämpfen. Durch die Einführung eines Kühlsystems, das niedrigtemperiertes Grubenwasser nutzt, konnte die Temperatur im Arbeitsbereich um 5 bis 6 °C gesenkt werden. Dies verbesserte die Arbeitsbedingungen und die Luftzirkulation im gesamten Minenbereich [24].

Der geschlossene Kältekreislauf verwendet kaltes Grubenwasser und ein Kältemittel, um die warme Luft in der Mine zu kühlen. Zunächst wird das Grubenwasser gefiltert und durch einen Wärmetauscher geleitet, wo es die Wärme des Kältemittels aufnimmt, wodurch dieses kondensiert. Das nun erwärmte Grubenwasser kann für Heiz- und Duschzwecke genutzt werden. Das flüssige Kältemittel wird anschließend durch ein Drosselventil entspannt, wodurch seine Temperatur weiter gesenkt wird. Es strömt dann in den Verdampfer (Luftkühler), wo es die Wärme der Umgebungsluft in der Mine aufnimmt und dabei verdampft. Das gasförmige Kältemittel wird vom Kompressor angesaugt und verdichtet, wodurch es sich erhitzt. Schließlich wird das erhitzte Kältemittel zurück zum Wärmetauscher geleitet, wo der Zyklus erneut beginnt. [24].

Dieser Kältekreislauf sorgt für eine kontinuierliche Kühlung der Mine und ist in **Abbildung 35** dargestellt. Die abgekühlte Luft verbessert die Arbeitsbedingungen durch Senkung der Temperatur und Luftfeuchtigkeit. Das erwärmte Grubenwasser wird effizient weiterverwendet, beispielsweise für Heiz- und Badezwecke, wodurch die Wärmeenergie sinnvoll genutzt wird. [24].



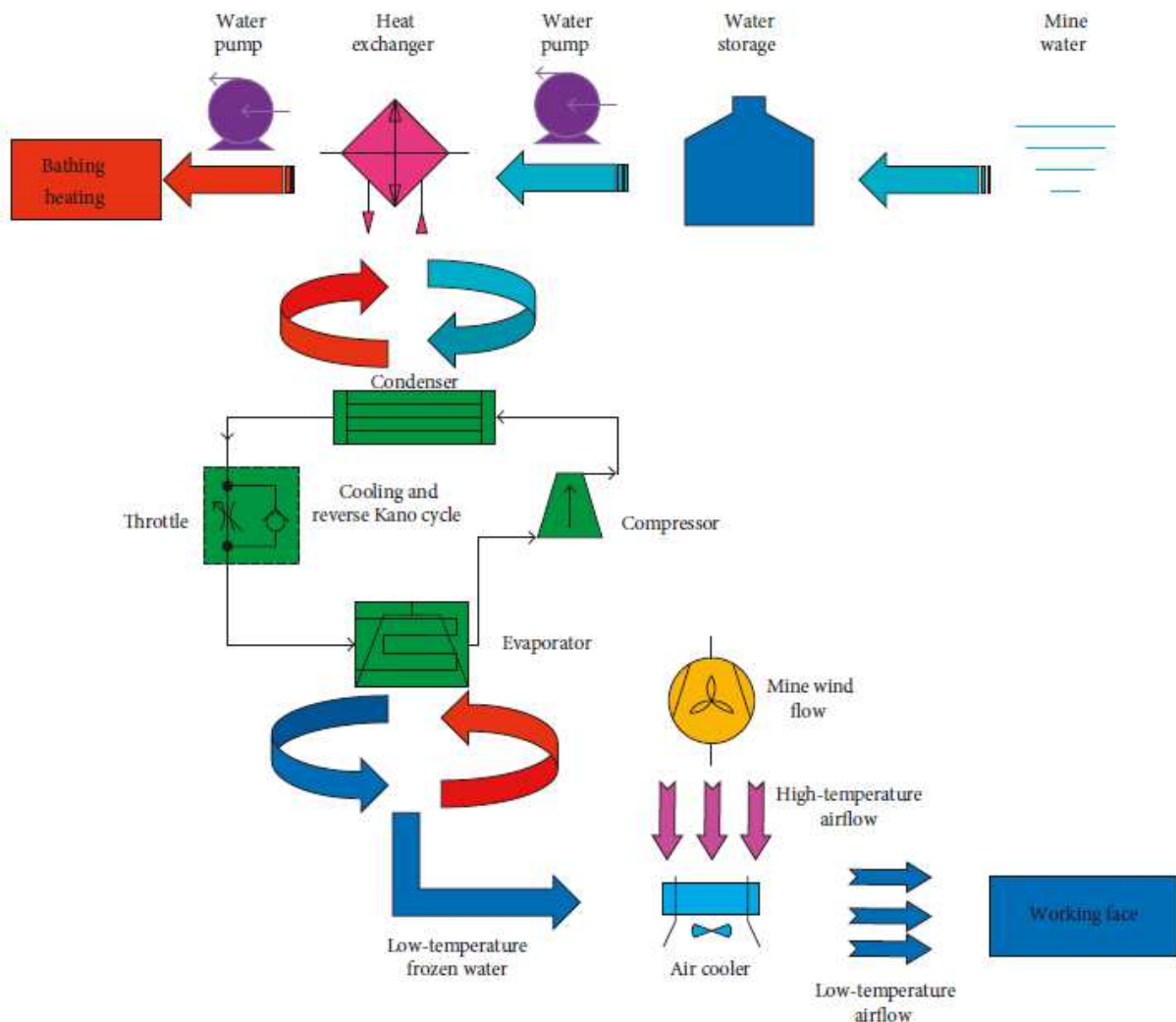


Abbildung 35: Kühlsystem mit Grubenwasser als Kältequelle [24].

### Wangjialing Mine, China

In der Wangjialing-Mine wurde der Gleichgewichtsoptimierer (EO, Equilibrium Optimizer) eingesetzt, um den Energieverbrauch des Belüftungssystems zu optimieren. Der EO-Algorithmus, inspiriert von der physikalischen Massengleichung, kombiniert globale Erkundung und lokale Ausnutzung, indem er iterativ Lösungen aktualisiert und einen Gleichgewichtspool verwendet, der die besten gefundenen Lösungen enthält. Verbesserungen wie chaotische Kartierung und gaußsche Störung sorgen dafür, dass der Algorithmus eine breite Vielfalt an Lösungen untersucht und sich nicht auf suboptimale Lösungen festlegt. Dies führte zu einer Reduktion des Energieverbrauchs um 17,83 % und jährlichen Einsparungen von etwa 2 Mio. RMB (ca. 260.000 EUR). **Abbildung 36** zeigt das Netzwerkdigramm des Ventilationssystems der Mine, das die Struktur und Anordnung der Lüftungskanäle und Knoten darstellt. Dieses Diagramm veranschaulicht die genaue Analyse

der Luftströme und deren Widerstände, was entscheidend für die Optimierung und Effizienzsteigerung des Systems ist [25,104].

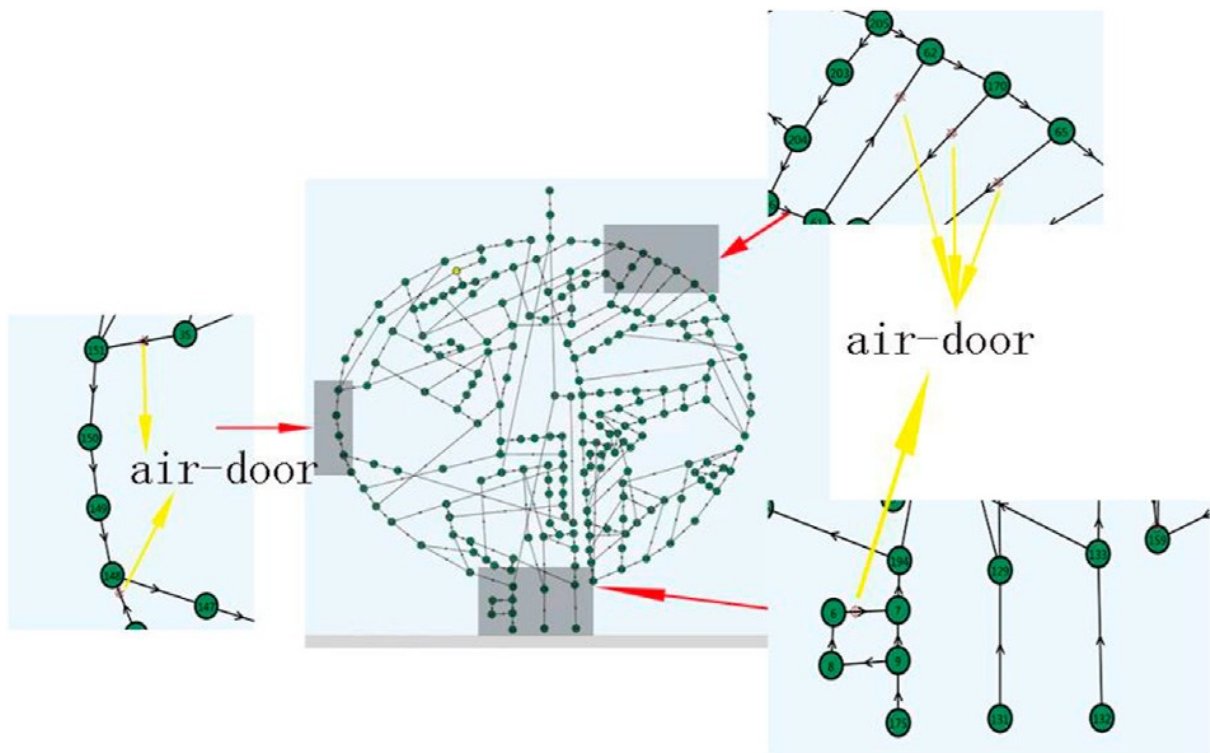


Abbildung 36: Netzwerk des Belüftungssystems im Bergwerk Wangjialing [25].

### 3.4.4 Nutzung von Abwärme

#### ***Technische Grundlagen und Funktionsweise***

Abwärme ist eine Form von nachhaltiger Energie, die als Nebenprodukt verschiedener industrieller Prozesse anfällt und einen erheblichen Teil der insgesamt umgewandelten Energie darstellt. Schätzungen zufolge werden 20 bis 50 % der weltweit verbrauchten Energie in Form von Wärme verschwendet, was eine gute Gelegenheit zur Energierückgewinnung darstellt. Im Allgemeinen wird Abwärme nach ihrem Temperaturbereich eingeteilt, wobei Abwärme höherer Qualität durch höhere Temperaturen gekennzeichnet ist [105]. Bei der Rückgewinnung und Nutzung von Abwärme geht es darum, diese Energieform zu übertragen oder umzuwandeln. Wärme kann durch Wärmerückgewinnungssysteme, wie z. B. Wärmetauscher, von einem Strom mit hoher Temperatur auf einen anderen Strom mit niedrigerer Temperatur übertragen werden, um Prozessströme vorzuwärmen oder zu erhitzen und so den Energiebedarf in nachfolgenden Prozessen zu senken [105,106]. Darüber hinaus kann Abwärme durch Wärme-zu-Arbeit- bzw. Wärme-zu-Kraft-Systeme in andere

Energieformen, wie mechanische oder elektrische Energie, umgewandelt werden. Besonders die Nutzung von Abwärme aus Abgasen von schweren Maschinen und Dieselgeneratoren bietet zusätzliche Möglichkeiten, indem sie für die Stromerzeugung, zur Erzeugung mechanischer Arbeit oder zur Beheizung anderer Prozesse genutzt wird [107,108]. Technologien wie der Organische Rankine-Zyklus (ORC, Organic Rankine Cycle) und der Stirlingmotor (Stirling Engine) spielen eine wesentliche Rolle bei der Umwandlung von Abwärme in nutzbare Energieformen [105,107,109]. Neben diesen beiden gibt es aber auch noch andere Technologien, die im Bergbau genutzt werden können. Diese sind in **Tabelle 9** aufgelistet und beschrieben.

Tabelle 9: Übersicht der Technologien zur Abwärmerückgewinnung im Bergbau

Technologie	Beschreibung	Relevanz im Bergbau
<b>Thermoelektrische Generatoren (TEG)</b>	TEGs wandeln Wärme direkt in Elektrizität um und nutzen den Seebeck-Effekt. Sie erzeugen Strom durch Temperaturunterschiede an den Enden eines thermoelektrischen Elements [106].	TEGs können an heißen Oberflächen von Maschinen und Geräten installiert werden, um Temperaturdifferenzen in elektrische Energie umzuwandeln [106].
<b>Absorptionskältemaschinen</b>	Absorptionskältemaschinen nutzen eine Wärmequelle zur Verdampfung eines Kältemittels, das dann von einem Absorbens aufgenommen wird. Die abgegebene Wärme wird an eine Senke abgeführt [110].	Absorptionskältemaschinen können die Abwärme von Maschinen und Dieselgeneratoren zur Kühlung von Arbeitsbereichen und Maschinen unter Tage nutzen [110].
<b>Stirlingmotor</b>	Stirlingmotoren arbeiten nach einem geschlossenen regenerativen thermodynamischen Zyklus, der durch zyklische Kompression und Expansion von Gasen bei unterschiedlichen Temperaturen funktioniert [105,106].	Stirlingmotoren können die Abwärme von Abbaumaschinen zur Stromerzeugung nutzen. Sie sind robust und benötigen wenig Wartung [105,106].
<b>Organic Rankine Cycle (ORC)</b>	ORC-Systeme wandeln Wärme in mechanische Arbeit und dann in Elektrizität um. Sie bestehen aus Verdampfer, Turbine, Kondensator und Pumpe und nutzen organische Arbeitsmittel [105].	ORC-Systeme können die Abwärme von großen Maschinen und Generatoren zur Stromerzeugung nutzen. Sie sind flexibel einsetzbar [105,106].
<b>Peltier-Kühler</b>	Peltier-Kühler nutzen den Peltier-Effekt, um einen Wärmefluss zwischen den Verbindungen	Peltier-Elemente können zur lokalen Kühlung von elektronischen

	zweier verschiedener Materialien zu erzeugen, wenn ein elektrischer Strom durch sie fließt [111].	Komponenten und kleinen Geräten verwendet werden. Sie sind kompakt und wartungsarm[111].
--	---	--

### ***Potenzial und Vorteile der Integration im Bergbau***

Die Nutzung von Abwärme im Bergbau bietet erhebliches Potenzial, um die Energieeffizienz zu verbessern und Kohlenstoffemissionen zu reduzieren. Abwärme aus Dieselgeneratoren kann genutzt werden, um die Zuluft in Minen zu erwärmen, Gemeinschaftsbereiche zu beheizen oder endothermische Mineralverarbeitungsprozesse zu unterstützen. Diese Integration kann zu erheblichen Energie- und Kosteneinsparungen führen, besonders in entlegenen und abgelegenen Bergwerken in kalten Klimazonen, wo Dieselgeneratoren häufig die Hauptenergiequelle sind [108,112]. Abwärme aus den Abgasen dieser Generatoren wird durch Wärmetauscher zurückgewonnen und kann dann genutzt werden, um verschiedene thermodynamische Zyklen anzutreiben, was die Gesamteffizienz des Systems verbessert [107,108].

Die Nutzung von Abwärme bringt zahlreiche Vorteile mit sich, darunter verbesserte Energieeffizienz, reduzierter Brennstoffverbrauch und verringerte CO<sub>2</sub>-Emissionen [105,109]. Durch die Rückgewinnung von Abwärme können Unternehmen zusätzlich Strom erzeugen und dadurch Betriebskosten senken und ihre Umweltbilanz verbessern [106,108].

### ***Herausforderungen bei der Implementierung im Bergbau***

Es gibt jedoch technische und logistische Herausforderungen, wie die Verstreutheit der Abwärmequellen und das Vorhandensein von Verunreinigungen in den Abwärmeströmen, welche die Effizienz und Durchführbarkeit der Systeme beeinträchtigen können [106,108]. Fortgeschrittene Technologien wie ORC und Stirling-Motoren sind entscheidend, um diese Herausforderungen zu bewältigen und die Abwärme effektiv zu nutzen [105,107,109].

### ***Beispiele erfolgreicher Implementierung***

Beispiele für erfolgreiche Implementierungen der Abwärmenutzung umfassen Anwendungen in Zementwerken, wie das von Lafarge auf den Philippinen, wo Abwärme aus der Zementproduktion zur Stromerzeugung genutzt wird und damit 25 bis 30 % des Energiebedarfs der Anlage deckt [109]. Weitere Studien haben die Integration von thermischer Energiespeicherung mit Systemen zur Abwärmeverwertung für entlegene Bergwerke in kalten Klimazonen in Kanada untersucht, um tägliche Schwankungen zwischen Heizbedarf und

verfügbarer Abwärme zu überbrücken [112]. Solche Implementierungen zeigen das große Potenzial der Abwärmenutzung auf und dienen als Vorbild für weitere industrielle Anwendungen [113].

## 4 Wirtschaftliches Potenzial und Nutzungsvoraussetzungen

Dieser Abschnitt bietet eine systematische Analyse der wirtschaftlichen Aspekte verschiedener Energietechnologien im Bergbau. Durch den Vergleich präzise ermittelter Daten aus der Literatur und exemplarischer Fallstudien sollen die Technologien hinsichtlich ihrer Kosten und Effizienz gegenübergestellt werden. Es wird betont, dass diese Kostenangaben, von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst werden und somit variabel sind. Da die spezifischen Gegebenheiten jedes Einsatzortes die ökonomischen Ergebnisse maßgeblich beeinflussen können, wird empfohlen, vor einer Implementierung eine standortspezifische Machbarkeitsstudie durchzuführen. Dies dient dazu, die Rentabilität und Umsetzbarkeit der vorgeschlagenen Technologien zu verifizieren und fundierte Entscheidungen über Energieinvestitionen im Bergbausektor zu ermöglichen. Wenn in diesem Kapitel der wirtschaftlichen Analyse bei einem Unterpunkt kein Beispiel angeführt wird, liegt dies daran, dass zu diesem spezifischen Aspekt keine wirtschaftlichen Daten gefunden werden konnten.

Alle nachstehenden Währungsumrechnungen wurden auf Basis des durchschnittlichen Wechselkurses der Europäischen Zentralbank [114] für das zweite Quartal 2024 (April bis Juni) durchgeführt. Diese Methode ermöglicht eine konsistente Umrechnung aller angegebenen Währungswerte in Euro (EUR) und berücksichtigt Schwankungen im Wechselkurs über das Quartal hinweg. Auch Werte aus älteren Quellen wurden mit diesem aktuellen Wechselkurs umgerechnet. Es sei darauf hingewiesen, dass diese umgerechneten Werte nicht inflationsbereinigt sind. Da die umgerechneten Beträge lediglich als Anhaltspunkte dienen, ist diese Vorgehensweise für die Zwecke dieser Arbeit angemessen und ausreichend.

## 4.1 Erneuerbare Energiequellen

### 4.1.1 Solar

#### ***Größenordnung für die Implementierung***

Die Implementierung von PV-Systemen im Bergbau wird zunehmend rentabel, insbesondere wenn der Solaranteil etwa 25 bis 35 % des jährlichen Strombedarfs erreicht [115]. Diese Systeme sind besonders wirtschaftlich in Regionen mit hohen solaren Ressourcen, da die Solareinstrahlung, die von Standort zu Standort variiert, die Kosteneffektivität von PV-Systemen erheblich beeinflusst. Zum Beispiel produzieren PV-Systeme in Norddeutschland etwa 935 kWh pro Kilowatt Peak (kWh/kWp) pro Jahr, während Anlagen in Süddeutschland bis zu 1280 kWh/kWp pro Jahr erzielen können [116]. In Chile demonstrierte die Zaldívar-Kupfermine höhere Durchdringungsraten erneuerbarer Energien in einem netzgebundenen Projekt aufgrund komplementärer Wind- und Solarprofile, was das Potenzial für eine kostengünstige Implementierung in Gebieten mit komplementären erneuerbaren Energiequellen anzeigt [1]. Einige Standorte, wie Chile, Peru und Australien, könnten bis 2025 etwa 80 % ihres Energiebedarfs mit Solarenergie decken, und es wird erwartet, dass einige Standorte bis 2030 fast 100 % ihres Stroms aus Solaranlagen beziehen. Dies wird hauptsächlich durch den Einsatz erschwinglicher Batteriespeicher ermöglicht und zeigt die Machbarkeit einer nahezu vollständigen Umstellung auf Solarenergie bis 2040 für nahezu alle Minen [115].

#### ***Energieausbeute und Kosten***

Die Kosten für die Stromproduktion durch PV-Systeme sind stark standortabhängig, was die Variation in den Stromgestehungskosten verdeutlicht. In Deutschland variieren diese Kosten für PV-Systeme zwischen 0,0312 und 0,110 EUR/kWh, abhängig von Faktoren wie der Systemgröße und der Sonneneinstrahlung [117]. Die LCOE aller PV-Systeme ohne Batteriespeicher werden voraussichtlich bis 2024 unter 10 Eurocent/kWh und bis 2027 unter 0,08 EUR/kWh sinken [117]. Darüber hinaus wird erwartet, dass die Stromerzeugung aus einem PV-Batteriesystem im Jahr 2030 günstiger sein wird als aus einem Gas- und Dampfkraftwerk [116]. Bis 2040 könnten selbst kleine PV-Batteriesysteme LCOE zwischen 0,05 und 0,12 EUR/kWh erreichen, vorausgesetzt die Preise für Batteriespeicher fallen auf die angenommenen 200 bis 720 EUR/kWh [117]. Diese Kostenreduktionen werden durch den starken Preisverfall bei Investitionen für PV-Kraftwerke ermöglicht, wobei großflächige, am

Boden montierte Kraftwerke in Norddeutschland bereits eine LCOE unter 6 ct€/kWh und im Süden unter 0,045 EUR/kWh erreichen [116]. Die Kosten für ein kleines PV-System (bis 30 kWp) liegen derzeit zwischen 1000 und 1600 EUR/kWp, während größere PV-Systeme über 30 kWp Kosten von 750 bis 1400 EUR/kWp aufweisen. Diese Kosten beinhalten alle Komponenten und Installationskosten, die mit der PV-Anlage verbunden sind [117].

### **Nutzungsdauer und Amortisationszeit**

Nutzungsdauer von PV-Systemen: PV-Systeme haben eine typische Lebensdauer von 30 Jahren. Die Wartung umfasst regelmäßige Reinigung, Inspektion und möglicherweise den Austausch von Komponenten wie Wechselrichtern und Batterien [116].

Energie-Rückzahlungszeit: PV-Systeme in Europa benötigen in Nordeuropa etwa 1,1 Jahre und in Südeuropa etwa 0,9 Jahre, um die investierte Energie zurückzugewinnen [31]. In diesen Umweltauswirkungen werden auch das Recycling und die Entsorgung von PV-Komponenten am Ende ihrer Lebensdauer berücksichtigt [116].

### **Übersicht über Fallbeispiele zur Solartechnik**

In **Tabelle 10** werden verschiedene Fallbeispiele zur Solartechnik mit ihren technischen und wirtschaftlichen Daten dargestellt.

Tabelle 10: Übersicht von Fallbeispielen zur Solartechnik

Projekt Name	DeGrussa Solar Project	Essakane	Amanecer Solar CAP	Cerro Dominador	El Tesoro	Pampa Elvira Solar
Standort	Western Australia	Burkina Faso	Chile	Chile	Chile	Chile
Installiertes System	PV	PV	PV	PV, Solarthermie	Solarthermie	Solarthermie
Installierte Leistung	10.6 MW	15 MW	94 MW	100 MW PV, 110 MW Solarthermie	10.5 MW	34 MW
Jährliche Produktion	-	-	270 GWh	950 GWh	24.445 MWht	80.000 MWht



<b>Eingespartes CO<sub>2</sub> (t/Jahr)</b>	12.000	18.500	135.000	873.000	8.000	15.000
<b>Eingesparter Diesel (Mio. Liter/Jahr)</b>	5	6	71	-	4	7
<b>Installationskosten</b>	30 Mio. USD 27 Mio. EUR	20 Mio. USD 18 Mio. EUR	241,0 Mio. USD 216,9 Mio. EUR	2.300 Mio. USD 2.070 Mio. EUR	15,0 Mio. USD 13,5 Mio. EUR	26,0 Mio. USD 23,4 Mio. EUR
<b>Speicherkapazität</b>	6 MWh	-	-	17,5 Std. thermischer Speicher	-	4.300 m <sup>3</sup>
<b>Fläche der PV/Solar (m<sup>2</sup>)</b>	-	-	-	-	16.742	44.000
<b>Quelle</b>	[1,38]	[1]	[1]	[1]	[9]	[1,118]

#### DeGrussa Kupfermine, Australien:

Leistung und Anlage: Die DeGrussa Kupfer-Gold-Mine in Westaustralien ist führend in der Installation von Solar-Diesel-Batteriesystemen und verfügt über eine der größten integrierten, netzunabhängigen Solar- und Batteriespeichieranlagen in Australien. Das Solarfeld umfasst 34.080 Solarmodule, die über 20 Hektar verteilt sind, mit einer Kapazität von 10,6 MW, und ist mit einem 6 MW/1,8 MWh kurzfristigen Lithium-Ionen-Batteriespeichersystem integriert [119].

Integration und Ziele: Das Projekt beinhaltete den Bau eines 10,6 MW Solarfeldes, das mit einer bestehenden 19 MW dieselbetriebenen Kraftstation integriert wurde. Ziel des Projekts war es, den Dieserverbrauch und die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren. Die Solarstromanlage ist vollständig in die bestehende dieselbetriebene Kraftstation integriert, was zu einer erheblichen Reduzierung des Dieserverbrauchs und einer jährlichen Einsparung von geschätzten 12.000 Tonnen CO<sub>2</sub> führte. [11,119].

Wirtschaftlichkeitsanalyse: Die Analyse der Rentabilität des Projekts deutet darauf hin, dass die schnell sinkenden Kosten für erneuerbare Energien und Speichersysteme die Abhängigkeit von Zuschüssen verringern könnten, um ein Projekt rentabel zu machen, was die Übernahme ähnlicher Hybrid-Mikronetze erhöht. Daher wurde das DeGrussa-Projekt aufgrund seiner Umweltvorteile und potenziellen Rentabilität als lohnend erachtet [119].

Finanzierung und Kommissionierung: Das Solar-Diesel-Batteriesystem der DeGrussa Mine wurde von der Australian Renewable Energy Agency (ARENA) finanziert und 2016 in Betrieb

genommen. Im Geschäftsjahr 2018 produzierte die Solarfarm 17 % der Energie der Mine, bei einem Ziel von 21 % [119].

## 4.1.2 Wind

### ***Größenordnung für die Implementierung***

Für den wirtschaftlichen Betrieb von Onshore-Windturbinen ist es entscheidend, optimale Höhen zu erreichen, um Zugang zu stärkeren und konstanteren Windströmungen zu haben. In der Windenergiebranche zeichnet sich ein Trend zu höheren Türmen und größeren Rotorflächen ab, was die Entwicklung in Deutschland widerspiegelt, wo der durchschnittliche Rotordurchmesser neuer Onshore-Anlagen bis 2023 auf 141 m und die durchschnittliche Nabenhöhe auf 136 m anwuchs [120]. Diese Entwicklungen stehen in direkter Beziehung zur Leistung des Generators und zielen darauf ab, die Energieausbeute zu maximieren. Höhere Türme und längere Rotorblätter tragen zu einer Steigerung der Volllaststunden (FLH, Full Load Hours) bei, was wiederum zu einer Verbesserung der LCOE für Windkraftanlagen führen kann [116,121]. Die Volllaststunden, welche eine Schlüsselrolle bei der Verbesserung der LCOE spielen, sind stark von den Standortbedingungen abhängig. An Standorten mit durchschnittlichen jährlichen Windgeschwindigkeiten zwischen 5,5 m/s und 7,8 m/s können die FLH zwischen 1.800 und 3.200 Stunden variieren. Dabei erreichen besonders Küstenstandorte mit günstigen Windverhältnissen höhere FLH, im Gegensatz zu inneren Landgebieten mit weniger günstigen Windbedingungen [117].

### ***Energieausbeute und Kosten***

Die Erhöhung der Turm- und Rotorblattgrößen führt zu einer Steigerung der Volllaststunden, was die LCOE wesentlich senkt. Verbesserte Turbinendesigns haben es ermöglicht, die LCOE auf 0,039 bis 0,045 USD/kWh (0,035 bis 0,041 EUR/kWh) zu reduzieren, was einem Rückgang von 13 % gegenüber 2019 entspricht [122]. Diese signifikanten Kostensenkungen werden durch technologische Fortschritte und die effizientere Nutzung von Standorten mit spezialisierten Niedrigwindkraftanlagen ermöglicht. Die LCOE wird langfristig erwartet, weiter auf 0,034 bis 0,0697 €/kWh bis 2040 zu fallen, was durch eine anhaltende Verbesserung der Volllaststunden und die Entwicklung neuer Standorte mit niedrigeren Windgeschwindigkeiten unterstützt wird [116,117]

### **Nutzungsdauer und Amortisationszeit**

Die Lebensdauer von Onshore-Windturbinen wird auf 20 bis 25 Jahre geschätzt [117,121]. Die Amortisationszeit hängt von Faktoren wie den anfänglichen Installationskosten, den Betriebskosten und der Energiebereitstellung ab. Mit der Reduktion der Installationskosten von 2.155 USD/kW im Jahr 2010 auf 1.400 bis 2.000 USD/kW (1.260 bis 1.800 EUR/kW) in neueren Projekten sind die wirtschaftlichen Voraussetzungen für eine schnelle Amortisation gegeben [116,121].

### **Übersicht über Fallbeispiele zur Solartechnik**

**Tabelle 11** zeigt verschiedene Fallbeispiele zur Windenergie mit detaillierten technischen und wirtschaftlichen Daten.

Tabelle 11: Übersicht von Fallbeispielen zur Windenergie

<b>Projekt Name</b>	<b>Cooper Pedy</b>	<b>Glencore Raglan Mine</b>	<b>Diavik Diamond Mine</b>	<b>Agnew Goldmine</b>	<b>Zaldivar Kupfermine</b>
<b>Standort</b>	Australien	Kanada	Kanada	Australien	Chile
<b>Installiertes System</b>	Hybrid (Wind, PV, Batterie)	Wind	Wind	Wind, Solar, Batterie	Hydro, Solar, Wind
<b>Installierte Leistung</b>	4 MW Wind, 1 MW PV, Batterie	3 MW	9,2 MW	18 MW Wind, 4 MW Solar	-
<b>Jahresproduktion</b>	-	-	-	-	550 GWh
<b>Eingespartes CO<sub>2</sub> (t/Jahr)</b>	-	-	12.000-14.000	40.000	260.000
<b>Eingesparter Diesel (Liter/Jahr)</b>	70% Diseleinsparung	2,4 Millionen jährlich	4 Millionen jährlich	13 Millionen jährlich	-
<b>Installationskosten</b>	18,4 Mio. AUD 11,0 Mio. EUR	22,0 Mio. CAD 15,0 Mio. EUR	33,0 Mio. USD 29,7 Mio. EUR	112,0 Mio. AUD 67,2 Mio. EUR	-
<b>Speicher integriert (Kapazität)</b>	1 MW/500 kWh Batterie	-	-	13 MW/4 MWh Batterie	-
<b>Anzahl der Windräder</b>	-	-	4	5	-
<b>Quelle</b>	[1]	[1,38]	[1,47]	[49,51,52]	[1,123]

### **Agnew Goldmine, Australien**

Die Agnew-Goldmine in Westaustralien ist ein bemerkenswertes Beispiel für die Integration erneuerbarer Energien im Bergbau. Das Projekt umfasst die Installation von fünf Windturbinen mit einer Gesamtleistung von 18 MW sowie einer zusätzlichen Solaranlage mit 4 MW Leistung. Diese hybride Energieversorgung, die durch ein Batteriespeichersystem mit einer Kapazität von 13 MW/4 MWh unterstützt wird, ermöglicht es der Mine, 55 % bis 60 % ihres Energiebedarfs aus erneuerbaren Quellen zu decken [49–51].

Durch die Nutzung von Wind- und Solarenergie spart die Agnew-Goldmine jährlich etwa 40.000 Tonnen CO<sub>2</sub> ein und reduziert ihren Dieserverbrauch um 13 Mio Liter pro Jahr. Die Gesamtkosten für die Installation dieser nachhaltigen Energieinfrastruktur belaufen sich auf 112 Mio. AUD (67,2 Mio EUR). Dieses Projekt zeigt eindrucksvoll, wie der Einsatz erneuerbarer Energien die Nachhaltigkeit und Umweltfreundlichkeit in der Bergbauindustrie erheblich verbessern kann[49–51].

### **4.1.3 Geothermie**

#### ***Größenordnung für die Implementierung***

Die Implementierung von Geothermie in Bergbauprojekten ist abhängig von geothermischen Bedingungen wie Temperatur und Tiefe, die eine effiziente Wärmeextraktion ermöglichen. Die Temperaturzunahme mit zunehmender Tiefe beträgt etwa 25 bis 30 °C/km, basierend auf dem geothermischen Gradienten, der in der untersuchten Region zwischen 0,027 und 0,032 °C/m variiert [67]. In tieferen Regionen der Minen stabilisieren sich die Temperaturen, was eine konsistente Energiequelle für geothermische Anwendungen bietet. Dies ist besonders relevant für die Nutzung von Grubenwasser in geothermischen Systemen.

Grubenwasser, das typischerweise Temperaturen über 20 °C aufweist, kann effektiv für geothermische Zwecke genutzt werden, insbesondere wenn es in Tiefen unterhalb von 100 m vorkommt, wo die Temperaturen stabiler sind. Bei einem angenommenen durchschnittlichen geothermischen Gradienten von 0,03 °C pro Meter erreicht das Grubenwasser eine Temperatur von etwa 26 °C in einer Tiefe von 450 m [67]. Diese Bedingungen machen es sinnvoll, geothermische Energienutzung in Bergbauprojekten zu implementieren, da sie eine zuverlässige und effiziente Wärmequelle darstellen.

### ***Energieausbeute und Kosten***

Die initialen Investitionskosten für niedrige Enthalpie-Geothermiesysteme im Bergbau variieren zwischen 2.000 und 3.300 USD/kW installierter Kapazität (1.800 bis 2.970 EUR/kW), während die Installationskosten für geothermische Kraftwerke zwischen 1.870 und 5.050 USD/kW (1.683 bis 4.545 EUR/kW) liegen können [12,124]. Die durchschnittlichen weltweiten Kapitalkosten für neue geothermische Kraftwerke beliefen sich 2022 auf 3.478 USD/kW (3.130 EUR/kW) [125]. Die gewichteten durchschnittlichen LCOE für geothermische Kraftwerke betrug 2022 weltweit 56 USD/MWh (50,4 EUR/MWh) [125]. Die Betriebskosten für geothermische Anlagen liegen typischerweise zwischen 1,6 und 2,2 % der Kapitalkosten, und die Anlagen erreichen einen Kapazitätsfaktor von etwa 80 % [125].

### ***Nutzungsdauer und Amortisationszeit***

Geothermische Anlagen haben eine Betriebsdauer von 20 bis 40 Jahren. [125]. Die Amortisationszeit ist eng mit der Qualität der Ressource, der Anlagengröße und dem verwendeten Kühlsystem verknüpft, sowie mit den spezifischen geologischen und geografischen Einstellungen des Bergbaustandortes.

### ***Bezug zu Fallbeispielen***

#### **Lihir Goldmine, Papua-Neuguinea**

Die Lihir Goldmine in Papua-Neuguinea zeigt eindrucksvoll, wie geothermische Energie nicht nur zur Deckung des Energiebedarfs eines großen Bergbaubetriebs beitragen kann, sondern auch signifikante wirtschaftliche und ökologische Vorteile bringt. Das geothermische Kraftwerk mit einer installierten Leistung von 56 MWe deckt etwa 75 % des Strombedarfs der Mine und reduziert den Schwerölverbrauch um mehr als 50 %, was zu erheblichen Kosteneinsparungen führt. Die jährlichen Einsparungen von 40 Mio. USD (36 Mio. EUR) durch den Ersatz von Diesel und die zusätzlichen 4,5 Mio. USD (4,1 Mio. EUR) aus dem Verkauf von Emissionszertifikaten unterstreichen die wirtschaftliche Rentabilität des Projekts. Zudem vermeidet die Anlage jährlich etwa 280.000 Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen, was das Projekt zu einem Vorbild für nachhaltige Energieprojekte im Bergbausektor macht [1,13,126].

## 4.1.4 Biomasse

### ***Größenordnung für die Implementierung***

Die Implementierung von Biomasse-Energiesystemen ist besonders in Bergbauregionen von großer Bedeutung, da diese oft abgelegene Gebiete umfassen, in denen die Energieversorgung eine Herausforderung darstellen kann. Biomasse bietet hier die Möglichkeit, signifikante Mengen an erneuerbarer Energie zu liefern und gleichzeitig die lokale Infrastruktur zu unterstützen. Ein Beispiel für das Potenzial der Energieumwandlung durch Biomasse zeigt Deutschland, wo das verfügbare technische Biomassepotenzial auf etwa 92,7 bis 122,1 Mio. Tonnen Trockenmasse (TM) pro Jahr geschätzt wird. Von diesem Potenzial werden bereits 62,7 bis 71,2 Mio. t TM genutzt, während 26,9 bis 46,9 Mio. t TM noch ungenutzt bleiben [127]. Die effiziente Nutzung dieser Biomasseressourcen kann insbesondere in Bergbauregionen dazu beitragen, die Energieversorgung zu sichern und die Umweltauswirkungen des Bergbaus zu mindern, indem fossile Brennstoffe durch nachhaltige Biomasse ersetzt werden.

### ***Energieausbeute und Kosten***

Die Effizienz und die damit verbundenen Kosten der Umwandlung von Biomasse in Energie sind stark von der gewählten Technologie abhängig. Die Investitionskosten für Biomasseanlagen, die sich auf die Techniken der direkten Verbrennung und Vergasung stützen, variieren erheblich. Bei direkten Verbrennungssystemen liegen die Kosten zwischen 350 und 990 EUR/kW, während die Kosten für Biogasanlagen zwischen 2.500 und 5.000 EUR/kW betragen [116]. Hinzu kommen die Kosten für Biomasse, die zur Pelletproduktion verwendet wird, welche bei 10,4 bis 24,1 EUR/t für Naturgras und Weidenholz liegen. Steuereinführungen könnten diese Kosten um bis zu 60 % erhöhen [128]. Die Betriebskosten dieser Anlagen, repräsentiert durch die LCOE, bewegen sich für Biogas zwischen 0,0845 und 0,173 EUR/kWh und für feste Biomasse zwischen 0,072 und 0,153 EUR/kWh. Diese Werte berücksichtigen auch Einnahmen aus der Wärmenutzung, was die effektiven Kosten senkt [116].

Der Energiegehalt von Biomasse, der auf trockener, aschefreier Basis zwischen 17 und 21 Megajoule pro Kilogramm (MJ/kg) liegt, beeinflusst ebenfalls maßgeblich die Energieausbeute [129].

Spezifische Energiegehalte unterschiedlicher Biomassearten sind wie folgt definiert:

- Holzige Biomasse: 18,6 MJ/kg [121]
- Landwirtschaftliche Rückstände und biogener Siedlungsabfall: 18,0 MJ/kg [121]
- Weidenholz: zwischen 27 und 32 MJ/kg [130]

Um praktisch zu verdeutlichen, wie diese Energiegehalte die Biomasseverwertung beeinflussen, benötigt man bei einem Energiegehalt von 18,6 MJ/kg für holzige Biomasse etwa 54 kg, um 1 kWh zu erzeugen [121].

### **Nutzungsdauer und Amortisationszeit**

Die wirtschaftliche Lebensdauer und die Amortisationszeit von Biomasse-Energiesystemen sind von den anfänglichen Investitionen und den laufenden Kosten abhängig. Diese finanziellen Aspekte bestimmen, wie schnell eine Anlage profitabel wird und ihre anfänglichen Kosten durch erzeugte Energieerträge decken kann. Besonders die langfristigen Einsparungen durch reduzierte CO<sub>2</sub>-Emissionen und geringere Betriebskosten müssen gegen die anfänglichen Investitionskosten abgewogen werden.

## **4.1.5 Erneuerbare Energietechnologien im Vergleich**

Tabelle 12: Übersicht über die Erneuerbaren Energietechnologien

Energiequelle	Solartechnik	Windenergie	Geothermie	Biomasse
<b>Implementierungsgrößenordnung</b>	25-35% des Strombedarfs, besonders effektiv in Regionen mit hoher Solarstrahlung.	Höhere Türme und längere Rotorblätter steigern die Energieausbeute. Durchschnittliche Nabenhöhe 136 Meter, Rotordurchmesser 141 Meter (2023).	Abhängig von Temperatur und Tiefe, typischerweise 25-30°C Zunahme pro Kilometer.	Hohe Bedeutung in abgelegenen Bergbauregionen; technisches Potenzial in Deutschland: 92,7 bis 122,1 Millionen Tonnen TM jährlich.
<b>Energieausbeute und Kosten (Eurocent/kWh)</b>	Unter 10 bis 2024; unter 8 bis 2027.	3,9 - 4,5 (2020); Prognose bis 2040: 3,40 - 6,97.	Ca. 5,6 (basierend auf LCOE von 56 USD/MWh).	Biogas: 8,45 - 17,26; feste Biomasse: 7,22 - 15,33.
<b>Investitionskosten (EUR/kW)</b>	1.000 - 1.600 für kleine PV-Anlagen (bis 30 kWp); 750 - 1.400 für große PV-Anlagen (über 30 kWp)	1.400 - 2.000 (neuere Projekte)	1.870 - 5.050 für Kraftwerke	350 - 990 für direkte Verbrennung; 2.500 - 5.000 für Biogasanlagen

<b>Nutzungsdauer (Jahre)</b>	30	20 - 25	20 - 40	Variabel
<b>Amortisationszeit (Jahre)</b>	0,9 - 1,1 (Nord- und Südeuropa)	Schnell durch sinkende Installationskosten	Abhängig von Standort und Technologie	Variabel abhängig von Technologie und Standort
<b>Zusätzliche Daten</b>	PV-Systeme produzieren in Norddeutschland ca. 935 kWh/a; in Süddeutschland ca. 1280 kWh/a.	Volllaststunden (FLH): 1800-3200 je nach Standort.	Geothermischer Gradient: 0,027 - 0,032 °C pro Meter.	Biomassepotenzial in Deutschland genutzt: 62,7 bis 71,2 Millionen TM (Trockenmasse).

## 4.2 Energiespeicherlösungen

### 4.2.1 Pumpspeicherkraftwerke (UPSH)

#### *Technische Spezifikationen*

Fallhöhe: Die Mindestfallhöhe für ein Pumpspeicherprojekt liegt generell bei etwa 90 m, wobei Projekte mit Fallhöhen von etwa 30 m konstruiert worden sind. Größere Fallhöhen werden jedoch bevorzugt, da sie die Energieeffizienz verbessern können [131].

Kapazität und Durchflussrate: Die Kapazität eines Pumpspeicherprojekts ist eine Funktion der hydraulischen Fallhöhe und der Durchflussrate. Das Volumen der oberen und unteren Speicherbecken ist abhängig von der verfügbaren Fallhöhe, der Kapazität der Anlage, dem Betrieb der Anlage und den Standortmerkmalen. In **Tabelle 13** finden sich dazu ein paar reale Beispiele. Das Design berücksichtigt auch die spezifische Geschwindigkeit und die Wasserzeitkonstante [131].

Tabelle 13: Übersichtstabelle von UPSH-Fallbeispielen.

<b>Pumpspeicher kraftwerk</b>	<b>Fallhöhe (m)</b>	<b>Kubatur (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Leistung (MW)</b>	<b>Quelle</b>
Kidston	223	27.000.000	250	[85]
Tauernmoos	220	15.700.000	170	[132]
Prosper-Haniel	530	575.000	200	[16]



Geotechnische und seismische Bedingungen: Standorte für Pumpspeicheranlagen sollten angemessene geotechnische und seismische Bedingungen aufweisen, um langfristige Sicherheit und Stabilität zu gewährleisten [131].

### **Kostenanalyse**

Investitionskosten: Die spezifischen Kapitalkosten für eine Pumpspeicheranlage variieren erheblich:

- In Deutschland wurden die spezifischen Kapitalkosten auf etwa 1.726 EUR/kW geschätzt [133].
- Für eine Anlage in einem Tagebau wurden die Kosten auf ca. 1.100 EUR/kW geschätzt [133].
- In Südafrika lagen die spezifischen Investitionskosten bei etwa 1.080 EUR/kW [133].

Betriebskosten: Die jährlichen festen Betriebs- und Wartungskosten wurden auf 30,8 USD/kW (27,7 EUR/kW) geschätzt. Variable Kosten beinhalten Kosten pro Startladung und weitere, mit einem durchschnittlichen Strombeschaffungspreis von 24 EUR/MWh [133,134]. Zusätzlich werden jährliche Kosten für größere Überholungen nach 20 und 40 Jahren angenommen, die etwa 1 % der anfänglichen Kapitalkosten betragen [79].

### **Energieausbeute und Effizienz**

Energieeffizienz: Der Energieinput für das Pumpen ist höher als die durch die Turbinenoperation erzeugte Energie, was hauptsächlich auf Verluste zurückzuführen ist, die typischerweise zwischen 15 bis 30 % liegen [67]. Diese Differenz ist entscheidend für das Energiespeicherkonzept, da sie die Nutzung von kostengünstigerer Energie in Zeiten niedriger Nachfrage ermöglicht und während der Spitzenlastzeiten teurere Energie ersetzt [134].

Servicelebensdauer: Pumpspeicheranlagen haben eine typische Lebensdauer von 50 bis 100 Jahren. Sie sind bekannt für ihre hohe Rundum-Effizienz und lange Nutzungsdauer. Die Langlebigkeit der Anlagen trägt wesentlich zur Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit bei [135].

Technologische Fortschritte: Die Effizienzsteigerungen bei Pumpspeicheranlagen beinhalten Entwicklungen wie die verstellbare Geschwindigkeit (AS) der Pumpen/Turbinen, was eine flexiblere Reaktion auf Laständerungen und bessere Netzregulierung ermöglicht. Diese Einheiten haben eine Ansprechzeit von weniger als 20 Sekunden und können bis zu 60 Laständerungen pro Tag bewältigen [131].

## **Bezug zu Fallbeispielen**

### **Beispiel Kidstone Finanzierung:**

Das Kidston Pumpspeicherkraftwerk, das die bestehenden Gruben des stillgelegten Goldminenstandorts der Kidston Gold Mine nutzt, wird eine Kapazität von 250 MW haben und bis zu 1.870 MWh pro Zyklus speichern und abgeben können. Das Gesamtprojektvolumen beträgt 775,5 Mio. AUD (465,3 Mio. EUR) und wird durch eine Kombination aus Schuldenfinanzierung, Zuschüssen und Eigenkapital gedeckt. Die Finanzierung umfasst einen Kredit in Höhe von 610 Mio. AUD (366,0 Mio. EUR) von der Northern Australia Infrastructure Facility (NAIF), einen nicht rückzahlbaren Zuschuss in Höhe von 47 Mio. AUD (28,2 Mio. EUR) von der Australian Renewable Energy Agency (ARENA) sowie Eigenkapitalbeiträge. Während der Bauphase werden etwa 900 Arbeitsplätze geschaffen, was die lokale Wirtschaft signifikant ankurbeln wird. Das Kraftwerk wird in der Lage sein, genug Strom zu erzeugen, um 143.000 Haushalte für mindestens sechs Stunden zu versorgen [85].

## **4.2.2 Gravitative Energiespeicherung (UGES)**

### **Technische Spezifikationen**

Tiefe und Durchmesser: UGES-Projekte können stark in der Tiefe variieren, wie beim Budryk-Schacht in Polen, der Tiefen von bis zu 930 m aufweist und Durchmesser zwischen 7,6 und 7,84 m zeigt, was die Anpassungsfähigkeit an geologische Bedingungen verdeutlicht [18]. Ähnlich nutzen alternative gravitative Energiespeichertechnologien, wie das von Gravity Power entwickelte Modul und Gravitricity's Ansatz, bestehende Minenschächte, um schwere Gewichte zu heben und zu senken, wobei Gravitricity Gewichte von bis zu 12.000 Tonnen verwendet [136].

Materialien für Gewichte: In UGES-Projekten wird häufig Sand verwendet, jedoch kommen auch schwerere Materialien wie Eisen oder Stahl zum Einsatz, abhängig von der gewünschten Dichte und spezifischen Anforderungen des Projekts. Diese Materialien erhöhen die Energiedichte und umgehen die Verfügbarkeitsbeschränkungen von Wasser [17,136].

Kapazität und Zyklen: Die Speicherkapazität von UGES reicht von 1 MWh bis zu 20 GWh, mit Anlagenleistungen zwischen 1 MW und 10 MW, abhängig von der Masse des Gewichts und der Höhendifferenz zwischen den Lagerorten [17].

## **Kostenanalyse**

Investitionskosten: Die Gesamtkosten für UGES variieren erheblich. Ein Beispielprojekt mit 40 Mio. Tonnen Sand und einer Höhe von 1.000 m führte zu Gesamtkosten von 160 Mio. USD (144 Mio. EUR), was zu spezifischen Energieeinspeicherkosten von etwa 1,6 USD/kWh (1,4 EUR/kWh) führt [17]. Für alternative Technologien wie Energy Vault und Gravity Power variieren die Kapitalkosten zwischen 158 USD/kWh (142,2 EUR/kWh) und 1.800 USD/kWh (1.620 EUR/kWh), abhängig vom Design und den Materialkosten [136].

Betriebskosten: Die laufenden Betriebskosten für UGES sind gering und werden auf etwa 0,5 % der Kapitalkosten pro Jahr geschätzt. Diese Kosten umfassen Wartung, Überwachung und mögliche Reparaturen der mechanischen Komponenten [137].

Die LCOE für UGES-Projekte wird auf etwa 150 USD/kWh (135 EUR/kWh) geschätzt. Diese Schätzung spiegelt die langfristigen Kosten für die Erzeugung von Strom über die Lebensdauer des Systems wider [136]. Die geschätzten LCOS (Levelized Cost of Storage) für neue gravitative Technologien liegen bei etwa 160 USD/MWh (144 EUR/MWh), was ihre Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu herkömmlichen Energiespeichertechnologien unterstreicht [136].

## **Energieausbeute und Effizienz**

Energieeffizienz: Die Effizienz von UGES wird auf etwa 80 % geschätzt, was die potenziellen Energieverluste durch mechanische Reibung und andere Betriebsfaktoren widerspiegelt [17]. Neue Technologien wie die von Gravitricity können eine noch schnellere Reaktionszeit bieten, wobei behauptet wird, dass ihre Technologie in weniger als einer Sekunde von null auf volle Leistung hochfahren kann [136].

Lebensdauer: Die Lebensdauer der UGES-Infrastruktur kann bis zu 100 Jahre betragen. Die Lebensdauer von mechanischen Komponenten wie Motoren wird auf etwa 20 Jahre geschätzt, und für Transportmittel wie Lastwagen auf etwa 10 Jahre [17,137].

### **4.2.3 Druckluftspeicherung (CAES)**

#### **Technische Spezifikationen**

Diabatische Systeme: Diese klassische Form von CAES nutzt externe Wärmequellen wie das Verbrennen von Erdgas oder elektrische Heizungen zur Wiedererwärmung der Luft vor

der Expansion durch eine Turbine zur Stromerzeugung. Das letzte dieser Systeme wurde 1991 in McIntosh, Alabama, implementiert [136].

Adiabatische Systeme (A-CAES): Adiabatic Compressed Air Energy Storage (A-CAES) speichert und nutzt die Wärme, die bei der Luftkompression entsteht, erneut, was die Effizienz steigert. Diese Systeme erreichen Effizienzen von 60 bis 75 %, mit möglichen Spitzenwerten bis zu 81 % [136]. Beispielanlagen umfassen Hydrostors Goderich-Anlage in Kanada mit 1,75 MW und 10 MWh, in Betrieb seit 2019, und ein geplantes Projekt in Rosamond mit 500 MW und 4 GWh [136].

Liquid Air Energy Storage (LAES): Bei diesem System wird Luft auf kryogene Temperaturen gekühlt und dann in isolierten Tanks gespeichert, was eine höhere Energiedichte ermöglicht. Beispiele hierfür sind die Pillsworth-Anlage in Greater Manchester mit 5 MW und 15 MWh [136].

Standortanforderungen: Geeignete geologische Formationen wie Salzkavernen oder Aquifer sind erforderlich, die groß genug sind, um das benötigte Luftvolumen aufzunehmen und hohe Gasflussraten zu unterstützen [82,138].

Druckbereiche: Der typische Druckbereich für die Speicherung von komprimierter Luft liegt zwischen 4,0 und 8,0 MPa [139].

## ***Kostenanalyse***

Investitionskosten: Die Anfangsinvestitionen variieren erheblich, von 1.300 bis 1.550 USD/kW (1.170 bis 1.395 EUR/kW) für kleinere CAES-Anlagen bis zu 400 bis 1.000 USD/kW (360 bis 900 EUR/kW) für größere Anlagen. Für LAES liegen die Kosten zwischen 900 und 2.000 USD/kW (810 bis 1.800 EUR/kW). Die Energiekapitalkosten reichen von 200 bis 250 USD/kWh (180 bis 225 EUR/kWh) für kleinere bis zu 120 USD/kWh (108 EUR/kWh) für größere CAES-Anlagen und 260 bis 530 USD/kWh (234 bis 477 EUR/kWh) für LAES [139].

Betriebskosten: Geschätzt auf 19 bis 25 USD/kW pro Jahr (17,1 bis 22,5 EUR/kW pro Jahr) [139].

LCOE: Die LCOE für CAES variiert je nach Standort und Skala der Anlage. Für großskalige Anlagen liegt der LCOE zwischen 2 und 7 USD/kWh (1,8 bis 6,3 EUR/kWh). Spezielle Studien zeigen, dass die LCOE für CAES bei Integration in Wind- und Solarenergieprojekte extrem wettbewerbsfähig sein kann, im Bereich von 0,06 bis 0,10 USD/kWh (0,05 bis 0,09 EUR/kWh) [1,138].

## Energieausbeute und Effizienz

Allgemeine Effizienz: Konventionelle CAES-Systeme zeigen Effizienzen von etwa 42 bis 54 %. Advanced CAES-Technologien wie Adiabatic CAES (ACAES) und Isothermal CAES (ICAES) zeigen höhere Effizienzen. ACAES erreicht bis zu 70 %, während ICAES Effizienzen von 66 bis 96 % aufweist [89].

### 4.2.4 Energiespeicherlösungen im Vergleich

Tabelle 14: Übersicht der Energiespeicherlösungen

Energiespeicher-technologie	Pumpspeicher-kraftwerke (UPSH)	Gravitative Energiespeicherung (UGES)	Druckluftspeicherung (CAES)
<b>Technische Spezifikationen</b>	Fallhöhe: 100 - 2.500 Fuß, Durchflussrate und Volumen der Speicherbecken abhängig von Standort und Kapazität	Tiefe: bis zu 930 m, Durchmesser: 7,6 - 7,84 m, Materialien: Sand, Eisen, Stahl	Druckbereich: 4-8 MPa Diabatische und adiabatische Systeme, Nutzung geologischer Formationen wie Salzkavernen
<b>Investitionskosten</b>	1.080 - 1.726 EUR/kW	158 - 1.800 USD/kW 142 - 1620 EUR/kW	130 - 2.000 USD/kW 117- 1800 EUR/kW
<b>Betriebskosten</b>	30,8 USD/kW, (27,7 EUR/kW) plus Kosten für große Überholungen	Ca. 0,5% der Kapitalkosten	19 - 25 USD/kW (17 - 22,5 EUR/kW)
<b>Energieeffizienz</b>	70 - 85 % (Verluste 15-30%)	Ca. 80 %	42 - 96 %, abhängig vom Systemtyp
<b>Lebensdauer (Jahre)</b>	50 - 100	Bis zu 100	Langfristig, abhängig vom Typ und Material der Anlage
<b>Kapazität</b>	Variabel	1 - 20 GWh	1 - 4 GWh
<b>LCOE (€/kWh bzw. USD/kWh)</b>	Variabel	150 USD/kWh (135 EUR/kWh) für UGES, LCOS ca. 160 USD/MWh (144 EUR/MWh)	2 - 7 USD/kWh (1,8 - 6,3 EUR/kWh), in Kombination mit erneuerbaren Quellen 0,06 - 0,10 USD/kWh (0,05-0,09 EUR/kWh)

## 4.3 Innovative Energienutzung

### 4.3.1 Sprengung

#### ***Größenordnung für die Implementierung***

Die Implementierung der piezoelektrischen Aufnehmer zur Energienutzung aus Sprengungen im Bergbau wurde in einer umfangreichen Studie untersucht. Die Tests fanden in verschiedenen Gesteinsarten statt: Kalkstein, Sandstein, Kohle und Granit. Die Sensoren und Piezo-Generator-Schaltkreise wurden strategisch in Entfernungen von 20 m bis 300 m vom Sprengort positioniert. Diese Anordnung erlaubte es, die durch Sprengungen induzierten Bodenvibrationen effektiv zu erfassen. Die so gewonnene elektrische Energie wurde genutzt, um Niedrigenergie-VLSI-Systeme zu betreiben, wobei VLSI für Very Large Scale Integration steht und die Technologie der Integration einer sehr großen Anzahl von Transistoren auf einem einzigen integrierten Schaltkreis bezeichnet, die als Umgebungsstromquellen für Kommunikationsgeräte, Sicherheitssysteme und Sensoren im Bergbau dienen [20].

#### ***Energieausbeute und Kosten***

Die Energieausbeute aus den piezoelektrischen Aufnehmern war signifikant. Bei den Tests in verschiedenen Gesteinsformationen wurden folgende Mengen an elektrischer Energie erzeugt:

Kalksteinformation: Eine Spannung von 3.003,05 mV führte zu einer Energieerzeugung von 45.091.400  $\mu\text{J}$ . Eine weitere Messung in derselben Formation bei einer Spannung von 1.674,87 mV erzeugte 19.636.300  $\mu\text{J}$ .

Kohleformation: Bei einer Spannung von 1.952,47 mV wurde eine Energie von 28.643.100  $\mu\text{J}$  generiert.

Sandsteinformation: Eine Spannung von 2.139,55 mV führte zu 34.623.800  $\mu\text{J}$ .

Granitformation: Eine Spannung von 2.886,34 mV ergab 39.778.500  $\mu\text{J}$  elektrischer Energie [20].

Die Kosten für die Nutzung von Piezoelektrik wurden in verschiedenen Kontexten untersucht. So ergab beispielsweise eine Studie zur Kostenberechnung eines piezoelektrischen Generators, dass die elektrische Komponente, insbesondere der piezoelektrische Wandler, etwa 41,31 % der Gesamtherstellungskosten ausmachte, gefolgt

von mechanischen Komponenten mit 28,25 %, Arbeitskosten mit 25,74 % und Gemeinkosten mit 4,69 % [140].

Die erwartete Steigerung des Marktvolumens der piezoelektrischen Industrie von 145 Mio. USD im Jahr 2018 (130,5 Mio. EUR) auf 667 Mio. USD bis 2022 (600,3 Mio. EUR) spiegelt das wachsende Interesse und die zunehmende Akzeptanz dieser Technologie wider, was zusätzlich das Potenzial für Skaleneffekte und weitere Kostensenkungen unterstreicht [141].

Die Nutzung von piezoelektrischen Aufnehmern im Bergbau zur Energieumwandlung aus Sprengungen bietet eine innovative Möglichkeit, verschwendete Energie sinnvoll zu nutzen und trägt zur Nachhaltigkeit und Energieeffizienz bei, indem sie eine unabhängige Energiequelle für den Betrieb von Sensoren und Geräten in abgelegenen Bereichen bereitstellt. Allerdings sind die Anschaffungs- und Installationskosten sowie der Wartungsaufwand dieser Systeme zum momentanen Zeitpunkt zu hoch, und die Menge der rückgewonnenen Energie kann im Vergleich zum Gesamtenergiebedarf gering sein. Die Wirtschaftlichkeit dieser Technologie ist daher eng mit den Kosten der piezoelektrischen Komponenten und der Effizienz der Energierückgewinnung verknüpft. Um ihre Praktikabilität im Bergbau vollständig zu bewerten, ist eine detaillierte Kosten-Nutzen-Analyse erforderlich, die sowohl initiale als auch laufende Kosten berücksichtigt und mit den Kosten alternativer Energielösungen vergleicht.

## 4.3.2 Transportsysteme

### ***Größenordnung und Implementierung***

Die Implementierung von energieeffizienten und umweltfreundlichen Transportsystemen im Bergbau setzt die Einführung von Technologien voraus, die sowohl die operationale Effizienz als auch die Energieausnutzung verbessern. Regenerative Bremssysteme erhöhen durch die Rückgewinnung verlorener Energie während des Bremsvorgangs die Fahrzeugausdauer um etwa 20 % und verbessern somit die Gesamtenergieeffizienz [142]it. Parallel dazu ermöglichen elektrisch betriebene Kipplastwagen, die an Oberleitungssysteme angeschlossen sind, signifikante Einsparungen durch die Substitution von bis zu 3 Mio. Litern Diesel jährlich durch 12,2 GWh elektrischer Energie [21]. Darüber hinaus führt die Einführung von Trolley-Systemen zu einer direkten Treibstoffeinsparung von 28 %, was 86.400 Litern pro Jahr entspricht [143].

### ***Energieausbeute und Kosten***

Die wirtschaftliche Effizienz dieser Systeme wird durch ihre Anfangsinvestitionen und laufenden Betriebskosten bestimmt. Die Installation des Trolley-Assist-Systems erfordert eine Investition von etwa 1,6 Mio. USD/km (1,4 Mio. EUR/km), mit einer Amortisationsdauer von nur 2,14 Jahren [143]. Im Vergleich dazu bietet das regenerative Förderbandsystem erhebliche Kostenvorteile, indem es Transportkosten auf 0,0022 Euro pro Tonne und Meter (EUR/t\*m) senkt, verglichen mit 0,054 Euro für konventionelle Lkw-Transporte [23]. Zusätzlich ermöglichen diese Systeme eine effiziente Energienutzung, indem sie bis zu 6 MWh durch optimale Steuerung zurückgewinnen können. Die Kosten für die unterstützenden Batteriesysteme belaufen sich auf 400 EUR/kWh, basierend auf einer Lebensdauer von 10.000 vollen Ladezyklen [23].

### ***Wirtschaftliche Nachhaltigkeit und Rentabilität***

Die Implementierung nachhaltiger Transportsysteme bietet langfristige wirtschaftliche Vorteile durch Energieeinsparungen und eine signifikante Reduzierung der Betriebskosten. Die Amortisation der anfänglichen Investitionen wird durch die verbesserte Betriebsleistung und die erhöhte Energieeffizienz unterstützt, was eine nachhaltige Rentabilität fördert. Zudem reduzieren Electric Road Systems (ERS) effektiv den Bedarf an kohlenstoffbasierten Treibstoffen und bieten eine Umweltamortisationszeit von weniger als fünf Jahren bei ausreichend hohen Verkehrsvolumen [144].

## **4.3.3 Bewetterung**

### ***Größenordnung und Implementierung***

Die Implementierung von Energierückgewinnungssystemen in einem bestehenden Belüftungssystem eines Bergwerks erfordert zunächst eine sorgfältige Planung und technische Anpassungen. Für eine effiziente Energierückgewinnung ist es entscheidend, die Ventilatoren und die Netzwerkstruktur so zu optimieren, dass die durch den Luftstrom erzeugte Windenergie maximal genutzt werden kann. Hierzu gehören auch die Installation von Windturbinen innerhalb der Belüftungsschächte, um die kinetische Energie des Luftstroms zu nutzen. Diese Anpassungen können je nach Umfang und Komplexität der Belüftungssysteme unterschiedlich aufwendig und kostenintensiv sein [103,145].



## **Energieausbeute und Kosten**

Die Anfangsinvestitionen für die Einrichtung von Energierückgewinnungssystemen können erheblich sein, insbesondere wenn umfangreiche Modifikationen an bestehenden Belüftungssystemen erforderlich sind. Ein durchschnittlicher Anstieg der Kapitalinvestitionen um 12 % im Vergleich zu konventionellen Systemen wird berichtet, wobei diese Kosten vor allem auf die Installation spezialisierter Windturbinen und die erforderliche technische Umrüstung der bestehenden Infrastruktur zurückzuführen sind [146]. Die laufenden Kosten umfassen den Energieverbrauch der Ventilatoren, der einen bedeutenden Anteil der Betriebskosten darstellt. Ein Beispiel aus dem Bergbau zeigt, dass eine überdimensionierte Installation eines 1.400 kW Lüfters, wo nur 1.200 kW benötigt werden, jährliche Mehrkosten von etwa 525.000 AUD (315.000 EUR) verursachen kann [147].

Theoretische Berechnungen legen nahe, dass bis zu 28 % der durch Belüftungsanlagen verbrauchten Energie durch Rückgewinnungssysteme wieder gewonnen werden könnten. Praktisch sind realistische Einsparungen von etwa 19,8 % möglich [103,145]. Diese Energieeinsparungen tragen dazu bei, die Abhängigkeit von externen Stromquellen zu reduzieren und die Betriebskosten signifikant zu senken. Darüber hinaus zeigen Studien, dass die jährlichen Betriebskosten von Systemen zur Energierückgewinnung, die speziell die kinetische Energie der Belüftungsströme nutzen, um 13% niedriger sein können als die eines vergleichbaren konventionellen Systems ohne Energieerholung [146].

Die Lebensdauer der Komponenten für Energierückgewinnungssysteme, einschließlich Windturbinen, wird auf etwa 20 Jahre geschätzt. Regelmäßige Wartung ist erforderlich, um die Systemleistung zu erhalten und die Effizienz über die gesamte Lebensdauer zu maximieren. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung sind ein wesentlicher Bestandteil der laufenden Betriebskosten und müssen bei der Gesamtbewertung der Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden [103,145].

### **4.3.4 Nutzung von Abwärme**

#### ***Größenordnung für die Implementierung***

Die Einführung von Technologien zur Abwärmenutzung im Bergbau erfordert eine präzise Anpassung an die Temperaturbereiche der vorhandenen Wärmequellen. Hierfür sind Technologien wie ORC, Absorptionskältemaschinen, mechanische Wärmepumpen, Absorptionswärmepumpen, Wärmetransformatoren und direkte Wärmerückgewinnungssysteme durch Wärmeaustauscher relevant [110]. Die Erfüllung sicherheitsrelevanter Aspekte

gemäß CE-Kennzeichnung und lokalen Sicherheitsvorschriften sowie die Einhaltung von Umweltstandards sind notwendig für eine erfolgreiche Implementierung. Zudem sind Genehmigungen für den Betrieb von Elektrizitätserzeugungsanlagen erforderlich [109].

### ***Energieausbeute und Kosten***

Die Investitionskosten und die operativen Betriebskosten für Abwärmenutzungssysteme variieren erheblich je nach Technologie und Umfang der Anwendung. Die initiale Investition reicht von 1.200 bis 4.500 USD/kW Kapazität (1.080 bis 4.050 EUR/kW), während die laufenden Betriebs- und Wartungskosten zwischen 0,005 und 0,020 USD/kWh (0,005 bis 0,018 EUR/kWh) für Dampf-Rankine-Zyklus-Systeme und 0,010 bis 0,020 USD/kWh (0,009 bis 0,018 EUR/kWh) für ORC-Systeme liegen [106]. Eine Studie schätzte die Gesamtinvestitionskosten für ein Abwärmenutzungssystem in einem Bergbau auf etwa 155,9 Mio. CNY (20,3 Mio. EUR), was zu einer Reduzierung der Betriebskosten durch vereinfachte Wartung führte [113]. In Bezug auf die Energieausbeute kann ein Abwärmenutzungssystem bis zu 67 % des jährlichen Heizbedarfs in Bergwerken decken [108].

### ***Wirtschaftliche Bewertung und Energieeffizienz***

Die Steigerung der Energieeffizienz und die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen sind Hauptziele beim Einsatz von Abwärmenutzungstechnologien [110]. Die Stromerzeugungskosten dieser Technologien sind variabel. Zum Beispiel wurden die Kosten für thermoelektrische Generatoren zunächst auf etwa 30 USD pro Watt (27 EUR pro Watt) geschätzt, mit neueren Entwicklungen, die eine signifikante Kostenreduktion ermöglichten [106]. Die LCOE), also die durchschnittlichen Kosten der Energieerzeugung über die Lebensdauer einer Anlage, für die Nutzung von Niedriggradabwärme durch Exergyn Drive™ beträgt etwa 0,04 Britische Pfund pro Kilowatt (GBP/kW) (0,046 EUR/kW) [105].

## 5 Schlussfolgerung

Diese Masterarbeit hat gezeigt, dass die Integration erneuerbarer Energien und moderner Energiespeicherlösungen im Bergwerk nicht nur technisch machbar, sondern auch wirtschaftlich vorteilhaft ist. Die Untersuchung der verschiedenen Technologien, wie Solar-, Wind- und Geothermieanlagen sowie Biomasse und deren Speicherlösungen, hat verdeutlicht, dass diese erheblich zur Reduktion von Treibhausgasemissionen und Betriebskosten beitragen können. Ein besonderer Schwerpunkt lag dabei auf den spezifischen Gegebenheiten des Bergwerks zur Integration dieser Technologien, wie die Nutzung von Hohlräumen im Bergwerk als Speicher, die Bereitstellung von Flächen für Wind- und Photovoltaikanlagen sowie die Nutzung konstanter Temperaturen unter Tage für geothermische Anwendungen.

### ***Positive Aspekte***

Die Arbeit hebt hervor, dass der Einsatz erneuerbarer Energien im Bergbau nicht nur zur Umweltfreundlichkeit der Branche beiträgt, sondern auch die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen stärkt. Die Fallstudien erfolgreicher Implementierungen in verschiedenen Bergwerken weltweit bieten wertvolle Einblicke in die praktischen Anwendungen und zeigen, dass die theoretischen Konzepte in der Praxis funktionieren.

Ein bedeutender Vorteil ist die Erhöhung der Versorgungssicherheit durch die Nutzung lokaler, erneuerbarer Energiequellen. Dies reduziert die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen und den damit verbundenen Preisvolatilitäten. Die wirtschaftlichen Analysen in

der Arbeit liefern ein klares Bild der Kostenstrukturen und zeigen, dass Investitionen in erneuerbare Energien und Energiespeicher auf lange Sicht kosteneffizient sind.

### ***Kritische Betrachtung***

Trotz der vielen positiven Aspekte gibt es auch Herausforderungen, die in der Arbeit thematisiert werden. Die Integration erneuerbarer Energien in bestehende Bergbauinfrastrukturen kann komplex sein und erfordert oft maßgeschneiderte Lösungen. Technische Hürden und die Notwendigkeit teils hoher Anfangsinvestitionen können Hemmnisse darstellen. Zudem variieren die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen je nach Region erheblich, was eine pauschale Aussage über die Wirtschaftlichkeit erschwert.

Ein weiterer kritischer Punkt ist die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der erneuerbaren Energien, die stark von den geografischen und klimatischen Bedingungen abhängt. Hier können Energiespeicherlösungen helfen, aber auch diese sind mit zusätzlichen Kosten und technischen Herausforderungen verbunden.

### ***Ausblick***

Die Ergebnisse dieser Arbeit liefern wertvolle Erkenntnisse für die nachhaltige Entwicklung der Bergbauindustrie. Zukünftige Forschungen sollten sich auf die Optimierung der Integrationstechniken und die Reduktion der Implementierungskosten konzentrieren. Weiterhin wäre es sinnvoll, die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu verbessern, um den Einsatz erneuerbarer Energien im Bergbau weiter zu fördern.

Insgesamt zeigt die Arbeit, dass der Bergbau ein erhebliches Potenzial hat, durch den Einsatz erneuerbarer Energien und moderner Speichertechnologien umweltfreundlicher und wirtschaftlicher zu werden. Diese Entwicklungen können einen wichtigen Beitrag zur globalen Energiewende leisten und gleichzeitig die Nachhaltigkeit und Effizienz der Bergbauindustrie verbessern.

## 6 Literaturverzeichnis

- [1] Maennling N, Toledano P. The Renewable Power of the Mine; 2018.
- [2] Levesque M, Millar D, Paraszczak J. Energy and mining – the home truths. Journal of Cleaner Production 2014;84:233–55.
- [3] Igogo T, Awuah-Offei K, Newman A, Lowder T, Engel-Cox J. Integrating renewable energy into mining operations: Opportunities, challenges, and enabling approaches. Applied Energy 2021;300:117375.
- [4] WAD | World Atlas of Desertification. [April 16, 2023]; Available from: <https://wad.jrc.ec.europa.eu/mining>.
- [5] Chen J. Barrick-backed Dakota Gold seeks Homestake-style lode. MINING.COM 2024, 20 June 2024; Available from: <https://www.mining.com/barrick-backed-dakota-gold-seeks-homestake-style-lode/>. [July 02, 2024].
- [6] Mononen T, Kivivnen S, KOTILAINEN JM, LEINO J. Social and environmental impacts of mining activities in the EU 2022.
- [7] Kirk T, Cannon C. Sunshine for Mines: A Brighter Vision for Sustainable Resources. Rocky Mountain Institute 2020, 15 January 2020; Available from: <https://rmi.org/sunshine-for-mines-a-brighter-vision-for-sustainable-resources/>. [April 23, 2023].
- [8] Moore P. Codelco extends Pampa Elvira solar thermal contract with Innergex. International Mining 2023, 11 April 2023; Available from: <https://im-mining.com/2023/04/11/codelco-extends-pampa-elvira-solar-thermal-contract-with-innergex/>. [May 11, 2024].

- [9] Avaria PR. Planta Termosolar de Minera El Tesoro: Potencia del sol. Construcción minera 2014(Nr. 5).
- [10] ARENA. DeGrussa Solar Project Report. Australian Renewable Energy Agency (ARENA) 2017, 4 May 2017; Available from: <https://arena.gov.au/knowledge-bank/degrussa-solar-project/>. [May 13, 2024].
- [11] Choi Y, Song J. Review of photovoltaic and wind power systems utilized in the mining industry. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2017;75:1386–91.
- [12] Preene M, Younger PL. Can you take the heat? – Geothermal energy in mining. *Mining Technology* 2014;123(2):107–18.
- [13] Eleni PATSA, Dirk VAN ZYL, Sadiq ZARROUK, Nastaran ARIANPOO. Geothermal Energy in Mining Developments: Synergies and Opportunities Throughout a Mine's Operational Life Cycle 2015.
- [14] Walls DB, Banks D, Boyce AJ, Burnside NM. A Review of the Performance of Minewater Heating and Cooling Systems. *Energies* 2021;14(19):6215.
- [15] Menéndez J, Loredó J. Biomass production in surface mines: Renewable energy source for power plants. *WSEAS TRANSACTIONS ON ENVIRONMENT AND DEVELOPMENT* 2018;14:205–11.
- [16] Niemann A, Balmes JP, Schreiber U, Wagner H-J, Friedrich T. Ein untertägiges Pumpspeicherwerk am Bergwerk Prosper-Haniel in Bottrop: Sachstand und Perspektiven. *Mining Report Glückauf* 154 2018(3):214–23.
- [17] Hunt J, Zakeri B, Jurasz J, Tong W, Dąbek P, Brandão R et al. Underground Gravity Energy Storage: A Solution for Long-Term Energy Storage. *Energies* 2023;16(2):825.
- [18] Kulpa J, Kamiński P, Stecuła K, Prostański D, Matusiak P, Kowol D et al. Technical and Economic Aspects of Electric Energy Storage in a Mine Shaft—Budryk Case Study. *Energies* 2021;14(21):7337.
- [19] Menéndez J, Schmidt F, Loredó J. Comparing Subsurface Energy Storage Systems: Underground Pumped Storage Hydropower, Compressed Air Energy Storage and Suspended Weight Gravity Energy Storage. *E3S Web Conf.* 2020;162:1001.
- [20] Garimella RC. Studies on Seismic Energy of Ground Vibrations due to Blasting based on Signal Processing and Electrical Energy generation: Studies on Seismic Energy of Ground Vibrations due to Blasting based on Signal Processing and Electrical Energy generation; 2019.

- [21] Schimek P, Kogelbauer A, Pappenreiter J. Weltweit einzigartiges Oberleitungssystem für SLKW am Steirischen Erzberg. *Berg Huettenmaenn Monatsh* 2022;167(12):587–93.
- [22] Bao H, Knights P, Kizil M, Nehring M. Energy Consumption and Battery Size of Battery Trolley Electric Trucks in Surface Mines. *Energies* 2024;17(6):1494.
- [23] Kawalec W, Król R, Suchorab N. Regenerative Belt Conveyor versus Haul Truck-Based Transport: Polish Open-Pit Mines Facing Sustainable Development Challenges. *Sustainability* 2020;12(21):9215.
- [24] Nie X, Wei X, Li X, Lu C. Heat Treatment and Ventilation Optimization in a Deep Mine. *Advances in Civil Engineering* 2018;2018:1–12.
- [25] Yu B, Shao L. A Mine Ventilation System Energy Saving Technique Based on an Improved Equilibrium Optimizer. *Front. Energy Res.* 2022;10:913817.
- [26] Hodge RA, Ericsson M, Löf O, Löf A, Semkowich P. The global mining industry: corporate profile, complexity, and change. *Miner Econ* 2022;35(3-4):587–606.
- [27] Bundesverband Geothermie. Einstieg in die Geothermie. [April 23, 2023]; Available from: <https://www.geothermie.de/geothermie/einstieg-in-die-geothermie.html>.
- [28] Solarenergie: Informationen zu Photovoltaik. Die Funktionsweise von Solarzellen. [December 04, 2023]; Available from: <https://solarenergie.de/hintergrundwissen/solarenergie-nutzen/solarzellen>.
- [29] Quaschnig V. Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Klimaschutz. Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG; 2019.
- [30] Statista. Weltweit installierte Photovoltaik-Leistung bis 2021 | Statista. [April 23, 2023]; Available from: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/232835/umfrage/weltweit-installierte-photovoltaik-leistung/>.
- [31] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Photovoltaics Report - Fraunhofer ISE. [November 09, 2023]; Available from: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/photovoltaics-report.html>.
- [32] Quaschnig V. Renewable energy and climate change. Chichester, West Sussex, U.K., Hoboken, N.J.: Wiley; 2020.
- [33] Quiñones G, Felbol C, Valenzuela C, Cardemil JM, Escobar RA. Analyzing the potential for solar thermal energy utilization in the Chilean copper mining industry. *Solar Energy* 2020;197:292–310.

- [34] Wesselak V, Schabbach T, Link T, Fischer J. Handbuch Regenerative Energietechnik. 3rd ed. [Place of publication not identified]: Springer Science and Business Media; Springer Vieweg; 2017.
- [35] Kasper BR, Weyres-Bochert B. Solarthermische Anlagen: Leitfaden für das SHK-, Elektro- und Dachdeckerhandwerk, für Fachplaner, Architekten, Bauherren und Weiterbildungsinstitutionen. 8th ed. Berlin, Frankfurt am Main: DGS Landesverband Berlin Brandenburg e.V; VWEW-Energieverl; 2008.
- [36] Barrasso M, Langella G, Amoresano A, Iodice P. Latest Advances in Thermal Energy Storage for Solar Plants. *Processes* 2023;11(6):1832.
- [37] Mostakim K, Hasanuzzaman M. Global prospects, challenges and progress of photovoltaic thermal system. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 2022;53:102426.
- [38] Pouresmaieli M, Ataei M, Nouri Qarahasanlou A, Barabadi A. Integration of renewable energy and sustainable development with strategic planning in the mining industry. *Results in Engineering* 2023;20:101412.
- [39] Farjana SH, Mahmud M, Huda N. Solar process heat integration in lead mining process. *Case Studies in Thermal Engineering* 2020;22:100768.
- [40] Zuliani J, Guilbaud J. Renewable energy in mining: A practical application for active operations. [November 21, 2023]; Available from: <https://www.hatch.com/About-Us/Publications/Blogs/2020/08/Renewable-energy-in-mining-A-practical-application-for-active-operations#:~:text=In%20sunny%20locations%2C%20heat,modeling%20and%20optimizing%20energy.>
- [41] Barnard S, Smit AM, Middelberg SL, Botha MJ. A cost-benefit analysis of implementing a 54 MW solar PV plant in a South African platinum mining company: A case study. *J. energy South. Afr.* 2021;32(3).
- [42] Behar O, Peña R, Kouro S, Kracht W, Fuentealba E, Moran L et al. The use of solar energy in the copper mining processes: A comprehensive review. *Cleaner Engineering and Technology* 2021;4:100259.
- [43] Pamparana G, Kracht W, Haas J, Díaz-Ferrán G, Palma-Behnke R, Román R. Integrating photovoltaic solar energy and a battery energy storage system to operate a semi-autogenous grinding mill. *Journal of Cleaner Production* 2017;165:273–80.



- [44] Zahoransky R (ed.). *Energietechnik: Systeme zur konventionellen und erneuerbaren Energieumwandlung*. Kompaktwissen für Studium und Beruf. 9th ed. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden; Springer Vieweg; 2022.
- [45] Chapman J, Lantz E, Denholm P, Felker F, Heath G, Mai T et al. *Renewable Electricity Futures Study*. Volume 2: Chapter 11. *Wind Energy Technologies: Wind Energy Technologies 2012*:240–302.
- [46] IRENA. *Renewable Energy Statistics database*. [April 23, 2023]; Available from: [https://pxweb.irena.org/pxweb/en/IRENASTAT/IRENASTAT\\_\\_Power%20Capacity%20and%20Generation/RECAP\\_2022\\_cycle2.px/table/tableViewLayout1/](https://pxweb.irena.org/pxweb/en/IRENASTAT/IRENASTAT__Power%20Capacity%20and%20Generation/RECAP_2022_cycle2.px/table/tableViewLayout1/).
- [47] Paraszczak J, Fytas K. *Renewable energy sources – a promising opportunity for remote mine sites?* *REPEQJ 2012*:251–6.
- [48] Issa M, Ilinca A, Rouse DR, Boulon L, Groleau P. *Renewable Energy and Decarbonization in the Canadian Mining Industry: Opportunities and Challenges*. *NaN 2023*;16(19):6967.
- [49] Ali U. *Going green: renewable energy projects at mines around the world*. *Mining Technology 2019*, 2 December 2019; Available from: <https://www.mining-technology.com/features/going-green-renewable-energy-projects-at-mines-around-the-world/?cf-view>. [November 30, 2023].
- [50] Mercer D, Edwards T. *A renewable energy revolution is powering Australia's \$720bn mining and resources industry*. *ABC News 2021*, 14 November 2021; Available from: <https://www.abc.net.au/news/rural/2021-11-15/green-mines-a-renewable-energy-evolution/100613266>. [November 30, 2023].
- [51] ARENA. *Agnew gold mine breaks new ground with renewable energy*. *Australian Renewable Energy Agency (ARENA) 2022*, 25 February 2022; Available from: <https://arena.gov.au/blog/agnew-gold-mine-breaks-new-ground-with-renewable-energy/>. [November 30, 2023].
- [52] EDL. *Agnew Solar & Wind Battery Hybrid Renewable Microgrid for Goldfields, Western Australia | Projects | EDL*. [June 20, 2024]; Available from: <https://edlenergy.com/project/agnew/>.
- [53] *Australian Renewable Energy Agency*. *Agnew Renewable Energy Microgrid*. [June 20, 2024]; Available from: <https://arena.gov.au/projects/agnew-renewable-energy-microgrid/>.

- [54] Glencore's Raglan mine: A wind turbine success – Mission Innovation. [November 30, 2023]; Available from: <https://mission-innovation.net/our-work/mission-innovation-breakthroughs/glencores-raglan-mine-a-wind-turbine-success/>.
- [55] Bulota J. TUGLIQ achieves an important milestone, abating 10 million liters of diesel with its first wind turbine at the Raglan Mine in Nunavik - Tugliq Energie. [June 13, 2024]; Available from: <https://tugliq.com/en/new-post/10-million-liters/>.
- [56] IRENA and IGA. Global geothermal: Market and technology assessment. [Abu Dhabi], [Hague]: International Renewable Energy Agency; International Geothermal Association; 2023.
- [57] Hannah Ritchie, Max Roser, Pablo Rosado. Renewable Energy. Our World in Data 2020.
- [58] Weber J, Moeck I. Nutzungstypen für Geothermie: Wärmewende mit Geothermie - Möglichkeiten und Chancen in Deutschland. [November 30, 2023].
- [59] Born H, Bracke R, Eicker T, Rath M. Roadmap Oberflächennahe Geothermie: Fraunhofer IEG; 2022.
- [60] Nutzungsformen der Geothermie - Geothermie-Allianz Bayern. Geothermie-Allianz Bayern 2021, 22 September 2021; Available from: <https://geothermie-allianz.de/nutzungsformen-der-geothermie/>. [April 12, 2024].
- [61] Yadav K, Sircar A, Yadav A. Geothermal energy: Utilization, technology and financing. Boca Raton, London: CRC Press; 2022.
- [62] Fink J, Heim E, Klitzsch N. State of the Art in Deep Geothermal Energy in Europe. Cham: Springer International Publishing; 2022.
- [63] Huenges E, Ledru P. Geothermal Energy Systems: Exploration, Development, and Utilization. 1st ed. Weinheim: Wiley-VCH; 2011.
- [64] Breede K, Dzebisashvili K, Liu X, Falcone G. A systematic review of enhanced (or engineered) geothermal systems: past, present and future. Geotherm Energy 2013;1(1).
- [65] Wirth W, Schöner R. Ihr Lotse für Tiefengeothermie-Projekte in Niedersachsen: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; 2021.
- [66] Xu Y, Li Z, Chen Y, Jia M, Zhang M, Li R. Synergetic mining of geothermal energy in deep mines: An innovative method for heat hazard control. Applied Thermal Engineering 2022;210:118398.

- [67] Menéndez J, Ordóñez A, Álvarez R, Loredó J. Energy from closed mines: Underground energy storage and geothermal applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2019;108:498–512.
- [68] Abesser C, Walker A. Geothermal energy. UK Parliament POST 2022.
- [69] Richter A. Gold mining in PNG - when geothermal heat is a challenge. *ThinkGeoEnergy* 2021, 22 May 2021. [June 14, 2024].
- [70] Thornley P, Adams P (eds.). *Greenhouse gas balances of bioenergy systems*. London, United Kingdom: Elsevier, Academic Press; 2018.
- [71] Kępys W, Pomykała R. Research into the Usefulness of Ash from the Co-Combustion of Lignite and Biomass in Mining Technologies. *Pol. J. Environ. Stud.* 2014;23(4):1381–4.
- [72] Böhm C, Quinkenstein A, Freese D, Hüttl RF. Assessing the short rotation woody biomass production on marginal post-mining areas. *J. For. Sci.* 2011;57(7):303–11.
- [73] Quinto Mosquera H, Rivas Urrutia Y, Palacios Murillo N. Fine root biomass and its relationship with the soil in degraded areas by mining in biogeographic Chocó. *Rev. Fac. Nac. Agron. Medellín* 2023;76(2):10403–15.
- [74] Castro JB de, Araújo Filho RN de, Piscocya VC, Gonçalves Crespo CM, Fernandes RdO, Da Mata VC et al. Quantification of Root Biomass in Post-Mining Areas in the Municipality of Capitão Poço – PA, Brazil. *ARRB* 2021:84–92.
- [75] Trybalski K, Kępys W, Krawczykowska A, Krawczykowski D, Szponder D. Co-Combustion of Coal and Biomass –Chemical Properties of Ash. *Pol. J. Environ. Stud.* 2014;23(4):1427–31.
- [76] Environmental benefits of biomass – European Biomass Industry Association. [December 04, 2023]; Available from: <https://www.eubia.org/cms/wiki-biomass/employment-potential-in-figures/environmental-benefits/>.
- [77] Marot N, Harfst J. Post-mining potentials and redevelopment of former mining regions in Central Europe – Case studies from Germany and Slovenia. *AGS* 2012:99–119.
- [78] Bioenergy Insight Magazine. Biomass’ potential to power the mining industry set to be demonstrated - Bioenergy Insight Magazine. [December 04, 2023]; Available from: <https://www.bioenergy-news.com/news/biomass-potential-to-power-the-mining-industry-set-to-be-demonstrated/>.
- [79] Blakers A, Stocks M, Lu B, Cheng C. A review of pumped hydro energy storage. *Prog. Energy* 2021;3(2):22003.

- [80] Verbund. VERBUND-Pumpspeicherkraftwerke - Die grüne Batterie. [June 13, 2024]; Available from: <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/kraftwerke/kraftwerkstypen/pumpspeicherkraftwerk>.
- [81] Siostrzonek T. The Mine Shaft Energy Storage System—Implementation Threats and Opportunities. *Energies* 2023;16(15):5615.
- [82] Matos CR, Carneiro JF, Silva PP. Overview of Large-Scale Underground Energy Storage Technologies for Integration of Renewable Energies and Criteria for Reservoir Identification. *Journal of Energy Storage* 2019;21:241–58.
- [83] Power Technology. Kidston Pumped Storage Hydro Project, Queensland, Australia. [June 22, 2024]; Available from: <https://www.power-technology.com/projects/kidston-pumped-storage-hydro-australia/?cf-view>.
- [84] ARENA. Kidston Pumped Storage Hydro Project. Australian Renewable Energy Agency (ARENA) 2018, 31 December 2018; Available from: <https://arena.gov.au/knowledge-bank/kidston-pumped-storage-hydro-project/>. [June 22, 2024].
- [85] ARENA. Kidston Pumped Hydro Energy Storage Construction Report. Australian Renewable Energy Agency (ARENA) 2022, 17 November 2022; Available from: <https://arena.gov.au/knowledge-bank/kidston-pumped-hydro-energy-storage-construction-report/>. [June 22, 2024].
- [86] McConnell Dowell. Kidston Pumped Storage Hydro - McConnell Dowell. [June 22, 2024]; Available from: <https://www.mcconnelldowell.com/projects/kidston-pumped-storage-hydro>.
- [87] Morstyn T, Chilcott M, McCulloch MD. Gravity energy storage with suspended weights for abandoned mine shafts. *Applied Energy* 2019;239:201–6.
- [88] Kołodziej K. Design of a shaft foot as a supporting element of the Thermal Energy Storage in Adiabatic CAES concept in post-mining shaft. *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* 2023;1132(1):12010.
- [89] Zhang X, Gao Z, Zhou B, Guo H, Xu Y, Ding Y et al. Advanced Compressed Air Energy Storage Systems: Fundamentals and Applications. *Engineering* 2024.
- [90] Lutyński M, Bartela Ł, Smolnik G, Waniczek S. Underground coal mine workings as potential places for Compressed Air Energy Storage. *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.* 2019;545(1):12014.
- [91] The Hydrodynamics Group. C.A.E.S. Technology: Norton CAES Facility. [June 15, 2024]; Available from: <http://www.hydrodynamics-group.net/norton.html>.

- [92] King MJ, McGill MJ. Compressed Air Energy Storage. In: Encyclopedia of energy engineering and technology. Boca Raton, Fla.: CRC Press; 2015, p. 258–271.
- [93] Prajwal KT, Manickavasagam K, Suresh R. A review on vibration energy harvesting technologies: analysis and technologies. Eur. Phys. J. Spec. Top. 2022;231(8):1359–71.
- [94] Xu J, Tat T, Zhao X, Xiao X, Zhou Y, Yin J et al. Spherical Magnetoelastic Generator for Multidirectional Vibration Energy Harvesting. ACS nano 2023;17(4):3865–72.
- [95] Wikipedia. Seismische Wellen. [June 18, 2024]; Available from: [https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Seismische\\_Wellen&oldid=243376925](https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Seismische_Wellen&oldid=243376925).
- [96] Haroun A, Tarek M, Mosleh M, Ismail F. Recent Progress on Triboelectric Nanogenerators for Vibration Energy Harvesting and Vibration Sensing. Nanomaterials (Basel, Switzerland) 2022;12(17).
- [97] Kaplunov DR, Ryl'nikova MV, Radchenko DN. Utilization of renewable energy sources in hard mineral mining. J Min Sci 2015;51(1):111–7.
- [98] Garimella RC, Sastry VR, Mohiuddin MS. Piezo-Gen - An Approach to Generate Electricity from Vibrations. Procedia Earth and Planetary Science 2015;11:445–56.
- [99] Bao S, Fei H, Hu G. Characteristics and Energy Distribution of Blast-Induced Ground Vibration in Deep-Hole Blasting. Buildings 2023;13(4):899.
- [100] Ragam P, Nimaje DS. Application of MEMS-based accelerometer wireless sensor systems for monitoring of blast-induced ground vibration and structural health: a review. IET wirel. sens. syst. 2019;9(3):103–9.
- [101] Piezo Element | Sparkfun SEN-10293 | Core Electronics Australia. [June 18, 2024]; Available from: <https://core-electronics.com.au/piezo-element.html>.
- [102] Mazumdar J. Performance improvement of mining haul trucks operating on trolley systems. In: IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS), 2011: IEEE / Institute of Electrical and Electronics Engineers Incorporated; 2011, p. 1–6.
- [103] Yeboah D, Ackor N, Abrowah E. Evaluation of Wind Energy Recovery from an Underground Mine Exhaust Ventilation System. Journal of Engineering 2023;2023:1–20.
- [104] Zhang X, Zhao M, Liu L, Zhao Y, Huan C, Zhang B. Enhanced Phase Change Heat Storage of Layered Backfill Body under Different Boundary Conditions. J. Therm. Sci. 2023;32(3):1190–212.

- [105] Elsaid K, Taha Sayed E, Yousef BA, Kamal Hussien Rabaia M, Ali Abdelkareem M, Olabi AG. Recent progress on the utilization of waste heat for desalination: A review. *Energy Conversion and Management* 2020;221:113105.
- [106] Elson A, Tidball R, Hampson A. *Waste Heat to Power Market Assessment*; 2015.
- [107] Heo HS, Bae SJ, Hong SM, Park SU. Performance Design of an Exhaust Superheater for Waste Heat Recovery of Construction Equipment. *Int.J Automot. Technol.* 2018;19(2):221–31.
- [108] Baidya D, Brito MAR de, Sasmito AP, Scoble M, Ghoreishi-Madiseh SA. Recovering waste heat from diesel generator exhaust; an opportunity for combined heat and power generation in remote Canadian mines. *Journal of Cleaner Production* 2019;225:785–805.
- [109] Apergi P. *Power generation from waste heat in cement plants: application in Lafarge Volos plant*: University of Thessaly; 2012.
- [110] Oluleye G, Jiang N, Smith R, Jobson M. A novel screening framework for waste heat utilization technologies. *Energy* 2017;125:367–81.
- [111] Twaha S, Zhu J, Yan Y, Li B. A comprehensive review of thermoelectric technology: Materials, applications, modelling and performance improvement. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016;65:698–726.
- [112] Brito M, Baidya D, Ghoreishi-Madiseh SA. Techno-economic feasibility assessment of a diesel exhaust heat recovery system to preheat mine intake air in remote cold climate regions. *International Journal of Mining Science and Technology* 2020;30(4):517–23.
- [113] Niu Y. *Research on Thermal Energy Recycling Utilization in High Temperature Mines*. *Procedia Engineering* 2015;121:389–95.
- [114] EZB. Euro foreign exchange reference rates. [July 04, 2024]; Available from: [https://www.ecb.europa.eu/stats/policy\\_and\\_exchange\\_rates/euro\\_reference\\_exchange\\_rates/html/index.en.html](https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/index.en.html).
- [115] Haas J, Moreno-Leiva S, Junne T, Chen P-J, Pamparana G, Nowak W et al. Copper mining: 100% solar electricity by 2030? *Applied Energy* 2020;262:114506.
- [116] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. *Study: Levelized Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies - Fraunhofer ISE*. [April 23, 2023]; Available from: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html>.

- [117] ISE F. Stromgestehungskosten erneuerbare Energien 2021.
- [118] Codelco. Biogás Planta la Farfana 2014;März 2014.
- [119] Ellabban O, Alassi A. Optimal hybrid microgrid sizing framework for the mining industry with three case studies from Australia. IET Renewable Power Gen 2021;15(2):409–23.
- [120] Wikipedia. Windkraftanlage. [April 25, 2024]; Available from: <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Windkraftanlage&oldid=244322790>.
- [121] Augustine C, Bain R, Chapman J, Denholm P, Drury E, Hall DG et al. Renewable Electricity Futures Study. Volume 2: Renewable Electricity Generation and Storage Technologies 2012.
- [122] IRENA Internationale Agentur für erneuerbare Energien. Kosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen 2020: Kurzfassung 2020.
- [123] Barrick. Barrick Gold Corporation - Zaldívar Goes For 100% Renewable Electricity. [June 20, 2024]; Available from: <https://www.barrick.com/news/news-details/2018/zaldivar-goes-for-100-percent-renewable-electricity/default.aspx>.
- [124] Ito T, Ruiz C. Geothermal power: Technology brief. [Abu Dhabi]: International Renewable Energy Agency; 2017.
- [125] European Commission. Joint Research Centre. Clean Energy Technology Observatory, Deep geothermal heat and power in the European union: status report on technology development, trends, value chains and markets 2023: Publications Office; 2023.
- [126] Dobson P, Gasperikova E, Borglin s, Zhang Y, Mosey G, Kolker A et al. U.S. DOE Clean Energy Demonstration Program on Current and Former Mine Land – A Review of Geothermal Energy Case Studies and Opportunities.
- [127] Brosowski A, Thrän D, Mantau U, Mahro B, Erdmann G, Adler P et al. A review of biomass potential and current utilisation – Status quo for 93 biogenic wastes and residues in Germany. Biomass and Bioenergy 2016;95:257–72.
- [128] Rodzkin A, Kundas S, Charnenak Y, Khroustalev B, Wichtmann W. The Assessment of Cost of Biomass from Post-Mining Peaty Lands for Pellet Fabrication. Environmental and Climate Technologies 2018;22(1):118–31.
- [129] McKendry P. Energy production from biomass (Part 1): Overview of biomass. Bioresource Technology 2002;83(1):37–46.

- [130] Sasongko NA, Nurjaman Gunadi Putra, Maya Larasati Donna Wardani. Review of types of biomass as a fuel-combustion feedstock and their characteristics. *Advances in Food Science, Sustainable Agriculture and Agroindustrial Engineering* 2023.
- [131] Botterud A, Levin T, Koritarov V. *Pumped Storage Hydropower: Benefits for Grid Reliability and Integration of Variable Renewable Energy*; 2014.
- [132] ÖBB-Infrastruktur AG. Kraftwerk Tauernmoos. [June 22, 2024]; Available from: <https://infrastruktur.oebb.at/de/projekte-fuer-oesterreich/bahn-drehstrom/wasserkraft/kraftwerk-tauernmoos>.
- [133] Wessel M, Madlener R, Hilgers C. Economic Feasibility of Semi-Underground Pumped Storage Hydro Power Plants in Open Pit Mines. *FCN Working Papers* 2015.
- [134] Abdellatif D, AbdelHady R, Ibrahim AM, El-Zahab EA. Conditions for economic competitiveness of pumped storage hydroelectric power plants in Egypt. *Renewables* 2018;5(1):1–14.
- [135] Adam Witt, Boualem Hadjerioua, Rocio Uria-Martinez, Norm Bishop. Evaluation of the Feasibility and Viability of Modular Pumped Storage Hydro (m-PSH) in the United States: Oak Ridge National Lab; 2015.
- [136] Shan R, Reagan J, Castellanos S, Kurtz S, Kittner N. Evaluating emerging long-duration energy storage technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2022;159:112240.
- [137] Botha CD, Kamper MJ. Capability study of dry gravity energy storage. *Journal of Energy Storage* 2019;23:159–74.
- [138] Guo C, Li C, Zhang K, Cai Z, Ma T, Maggi F et al. The promise and challenges of utility-scale compressed air energy storage in aquifers. *Applied Energy* 2021;286:116513.
- [139] Luo X, Wang J, Dooner M, Clarke J, Krupke C. Overview of Current Development in Compressed Air Energy Storage Technology. *Energy Procedia* 2014;62:603–11.
- [140] Devi MISIS, Nugraha A, Yazid E. Product Cost Calculation of Piezoelectric Generator as an Energy Harvester. 2018 International Conference on Sustainable Energy Engineering and Application (ICSEEA) 2018.
- [141] Abrol S, Chhabra D. Experimental Investigations of Piezoelectric Energy Harvesting with Turbulent Flow: Transstellar Journal Publications and Research Consultancy Private Limited; 2018.



- [142] Liu P, Hao J, Hu H, Luan X, Meng B. Design Optimization of Underground Mining Vehicles Based on Regenerative Braking Energy Recovery. *Applied Sciences* 2024;14(1):467.
- [143] Valenzuela Cruzat J, Valenzuela MA. Modeling and Evaluation of Benefits of Trolley Assist System for Mining Trucks. *IEEE Trans. on Ind. Applicat.* 2018;54(4):3971–81.
- [144] Schulte J, Ny H. Electric Road Systems: Strategic Stepping Stone on the Way towards Sustainable Freight Transport? *Sustainability* 2018;10(4):1148.
- [145] Kazakov BP, Shalimov AV, Kiryakov AS. Energy-saving mine ventilation. *J Min Sci* 2013;49(3):475–81.
- [146] Ran Y, Peng J, Tian X, Luo D, Zhao J, Pei P. Technologies for Heat Hazard Governance and Thermal Energy Recovery in Deep Mines. *NaN* 2024;17(6):1369.
- [147] Chang X (ed.). *Proceedings of the 11th International Mine Ventilation Congress*. Singapore, Beijing: Springer; Science Press; 2019.